

Lindemberg Nunes Reis

**Metodologia para determinação de metas de Perdas Não
Técnicas de energia elétrica considerando Áreas com Severas
Restrições Operativas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia, área de concentração em Metrologia para Qualidade e Inovação da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Rodrigo Calili

Rio de Janeiro,
outubro de 2023



Lindemberg Nunes Reis

**Metodologia para determinação de metas de Perdas Não Técnicas
de energia elétrica considerando Áreas com Severas Restrições
Operativas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão examinadora abaixo.

Prof. Rodrigo Flora Calili

Orientador

Pontifícia Universidade Católica – PUC-Rio

Prof. José Francisco Moreira Pessanha

Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ

Prof. Ângelo Rocha de Oliveira

Centro Federal de Educação Tecnológica - CEFET, Campus Leopoldina MG

Prof. Reinaldo Castro Souza

Pontifícia Universidade Católica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 28 de setembro de 2023

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Lindemberg Nunes Reis

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, em 2007. Possui MBA em finanças pelo IBMEC-RJ e pós-graduação em sistemas de produção e refino de petróleo pelo SENAI-RJ. Atua no setor elétrico desde julho de 2007 e atualmente é Gerente de Planejamento e Inteligência de Mercado na ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

Ficha Cartográfica

Reis, Lindemberg Nunes

Metodologia para determinação de metas de Perdas Não Técnicas de energia elétrica considerando Áreas com Severas Restrições Operativas / Lindemberg Nunes Reis; orientador: Rodrigo Flora Calili, 2023.

118 f.: il. color; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, 2023.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia para Qualidade e Inovação – Teses. 3. Perdas não técnicas. 4. Áreas com severas restrições operativas. 5. Modelos com dados em painel. 6 Regulação por incentivos. I. Calili, Rodrigo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia. III. Título.

CDD: 389.1

Dedico esta dissertação à minha família:

À original e a que constituí.

Agradecimentos

Obrigado a todos que me apoiaram nessa jornada e me ajudaram a ser uma pessoa melhor. Primeiramente, agradeço a Deus, que em sua infinita bondade me deu a vida. A meus pais, devo a resiliência, honestidade, amor e afeto. À minha família original, devo grifar o prazer de ter irmãs e sobrinhos.

Ah, mas Jesus nos ensinou que o vinho mais gostoso fica para o final, não é mesmo? À família que constituí, meu alicerce, devo reverenciar: vocês me ensinaram o real conceito de amor. À minha esposa e aos meus filhos, Lucas e Matheus, muito obrigado. Por vocês, mil vezes.

Sobre esta dissertação, tenho que ressaltar que ela representa muito para mim. Redijo sobre um tema que me dá prazer em estudar. Espero contribuir um pouco com a sociedade, retribuir com uma proposta regulatória disruptiva para equacionar tema tão complexo, que são as perdas não técnicas em concessões com presenças de áreas com severas restrições operativas.

Neste sentido, agradeço à Pós-Graduação em Metrologia disponibilizada pela PUC Rio, cuja linha de pesquisa em redes inteligentes permite nos aprofundarmos em assuntos complexos do setor elétrico. E nesta seara, devo expor meu sincero reconhecimento ao meu orientador, Rodrigo Flora Calili, que topou o tema desde o primeiro instante em que conversamos.

Devo estender os cumprimentos a todos os membros desta banca examinadora, que dedicaram seu tempo para ler o texto que com tanto carinho escrevi, e criticá-lo construtivamente, o que certamente enaltecerá a versão final desta dissertação.

Por fim, ressalto que o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Muito obrigado.

Resumo

Reis, Lindemberg Nunes; Calili, Rodrigo Flora. **Metodologia para determinação de metas de Perdas Não Técnicas de energia elétrica considerando Áreas com Severas Restrições Operativas**. Rio de Janeiro, 2023. 118p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em dezembro de 2021, a ANEEL homologou uma nova metodologia para estabelecimento das Perdas Não Técnicas (PNT) regulatórias para o segmento de distribuição de energia elétrica. Pela primeira vez no histórico da regulamentação das perdas comerciais, a ANEEL estabeleceu tratamento específico para concessionárias que atuassem em regiões com presença de Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO). As ASRO, ou simplesmente Áreas de Risco, são locais dominados pelo poder paralelo – tráfico e/ou milícia – onde o Estado pleno de direito é cerceado. Sendo mais claro, sequer a polícia consegue atuar com efetividade nestas regiões. Acontece que nesta revisão metodológica, válida a partir de janeiro de 2022, o tratamento dispensado às ASRO é limitado, raso e com elevado grau de discricionariedade. Além disso, os modelos econométricos obtidos pelo Regulador sofrem de inconsistências metodológicas. Estes dois fatores em comum ocasionam, por consequência, no estabelecimento de metas/alvos regulatórios ineficientes em muitos casos, em especial para concessionárias que atuam na presença de ASRO. Este trabalho se dedica a buscar cobrir esta lacuna metodológica, isto é, propõe-se o desenvolvimento de metodologia baseada em dados em painel para o estabelecimento de metas regulatórias de PNT em concessões de distribuição de energia elétrica que tenham presença de ASRO. Para tanto, propõe-se a desagregação do alvo regulatório entre áreas de risco e áreas normais, por meio do recálculo do Índice de Complexidade da concessão.

Palavras-chaves

Perdas não técnicas; Áreas com Severas Restrições Operativas; Modelos com dados em painel; Regulação por incentivos; Metrologia.

Abstract

Reis, Lindemberg Nunes; Calili, Rodrigo Flora. **Methodology for determining regulatory Non-Technical Losses of electricity considering Areas with Severe Operating Restriction.** Rio de Janeiro, 2023. 118p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In December 2021, ANEEL approved a new methodology for establishing regulatory Non-Technical Losses (NTL) for the power distribution segment. For the first time in the history of regulating commercial losses, ANEEL established specific treatment for concessionaires that operate in regions with the presence of Areas with Severe Operating Restrictions (ASRO). ASROs, or simply Risk Areas, are gang-controlled territories – drug trafficking and/or militia – where the rule of law is curtailed. To be more specific, not even the official police can act effectively in these regions. To be clearer, not even the police can act effectively in these regions. It turns out that in this methodological review, valid from January 2022, the treatment given to ASROs is limited, shallow and with a high degree of discretion. Furthermore, the econometric models obtained by the Regulator present methodological inconsistencies. These two factors together lead, consequently, to the establishment of inefficient regulatory targets in many cases, especially for concessionaires that operate in the presence of ASROs. This work seeks to fill this methodological gap, that is, it proposes the development of a methodology based on panel data for the establishment of PNT regulatory targets in electricity distribution concessions that have ASRO. To this end, it is proposed to disaggregate the regulatory target between risk areas and normal areas, by recalculating the Complexity Index of the original concession.

Keywords

Non-Technical Losses; Areas with Severe Operating Restrictions; Panel data models; Incentive Regulation; Metrology.

Sumário

1. Introdução.....	12
1.1. Definição do problema da pesquisa.....	18
1.2. Objetivos: geral e específicos.....	19
1.3. Metodologia	20
1.3.1. Fase exploratória e descritiva.....	22
1.3.2. Fase de pesquisa aplicada	23
1.3.3. Fase conclusiva.....	23
1.4. Estrutura da dissertação	24
2. Regulamentação de Perdas Não Técnicas no Brasil	25
2.1. Breve Histórico.....	25
2.2. Análise do Resultado Regulatório	32
2.3. Considerações sobre o capítulo	36
3. Análise Crítica dos Modelos Vigentes para Estabelecimento de Metas de Perdas Não Técnicas	37
3.1. Base de Dados: Painel 2010 a 2019.....	40
3.2. Imputação de Dados Faltantes.....	49
3.3. Método de Seleção dos Modelos Econométricos.....	51
3.4. Consistência dos Modelos Econométricos Seleccionados	55
3.5. Tratamento para Áreas com Severas Restrições Operativas.....	59
3.6. Considerações sobre o capítulo	67
4. Caracterização do Problema das ASRO e seus Impactos em PNT.....	68
4.1. O Fenômeno das ASRO.....	69
4.2. Impacto das ASRO nas PNT.....	75
4.3. Considerações sobre o capítulo	77
5. Proposta Metodológica para Estabelecimento de Metas de PNT Considerando-se ASRO	78
5.1. Critérios para elegibilidade ao tratamento específico para ASRO.....	79
5.2. Balanço de PNT em ASRO.....	82
5.3. Alvos regulatórios de PNT para ASRO	85
5.3.1. ASRO reconhecidas pelo Poder Público.....	89
5.3.2. ASRO não reconhecidas pelo Poder Público	94
5.4. Alvos regulatórios de PNT para Áreas Normais	96
5.4.1. Metodologia	96
5.4.2. Ponto de Partida e Cálculo da Meta.....	100

5.4.3. Estudo empírico: o caso da Light	101
5.5. Considerações sobre o capítulo	105
6. Conclusões e Recomendações	107
7. Referências bibliográficas	110
Apêndice I. Testes realizados nos modelos vigentes de PNT	115

Lista de Figuras

Figura 1. Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos.	21
Figura 2. Mapa conceitual da pesquisa	22
Figura 3. Esquematisação da matriz de probabilidades de comparação.	31
Figura 4. Evolução das Perdas Não Técnicas Real e Regulatória.....	34
Figura 5. Evolução das empresas de grande porte, segundo cumprimento de meta de Perdas Não Técnicas.	34
Figura 6. Níveis de descumprimento das metas de PNT para empresas de grande porte.	35
Figura 7. Síntese da Metodologia Vigente para Estabelecimento das Metas de PNT.	39
Figura 8. Estimativa do crescimento da proporção de domicílios ocupados em aglomerados subnormais por Unidade da Federação – 2010 – 2019	44
Figura 9. Exemplo de aplicação do método Spline Natural.	50
Figura 10. Método spline natural aplicado na variável Gini	50
Figura 11. Seleção de modelos para o cálculo do Índice de Complexidade segundo Metodologia Vigente.....	51
Figura 12. Incidência das variáveis socioeconômicas nos 138 modelos vigentes.	52
Figura 13. Processo de escolha entre os modelos de dados em painel.....	57
Figura 14. Metodologia utilizada pela SGT/ANEEL para ponderação da meta e ponto de partida na RTP da LIGHT, 2022.	66
Figura 15. Georreferenciamento da atuação dos grupos de tráfico no Estado do Rio de Janeiro	80
Figura 16. Georreferenciamento da atuação dos grupos de milícia no Estado do Rio de Janeiro	81
Figura 17. Tipologias Típicas de ASRO Monitoradas por apenas 1 Medidor.....	83
Figura 18. Tipologias Típicas de ASRO Monitoradas por Dois ou Mais Medidores	84
Figura 19. Georreferenciamento da atuação dos grupos de tráfico e milícia no Estado do Rio de Janeiro.	86
Figura 20. Procedimento de inclusão/exclusão de ASRO de acordo com a Light.....	87
Figura 21. Convergência de Mapeamento entre Áreas de Tráfico/Milícia por Órgão de Segurança Pública ou equivalente e ASRO de acordo com Distribuidoras de Energia.	88
Figura 22. Incidência das ASRO nos Setores Censitários.....	98
Figura 23. Matriz de probabilidades ordenada pelo Ranking de Complexidade após a ...	99
Figura 24. Georreferenciamento das áreas de Tráfico e Milícia segundo a SEPOL para a área de concessão da Light.	101
Figura 25. Georreferenciamento das áreas variáveis subnormais (Sub2 e Sub_Domic) para a área de concessão da Light.	102

Lista de Tabelas

Tabela 1. Modelos econométricos utilizados na metodologia anterior (C, G e K)	27
Tabela 2. Fontes das variáveis utilizados na metodologia anterior (C, G e K) e suas atualizações	29
Tabela 3. Variáveis testadas pela ANEEL para composição dos modelos econométricos vigentes para PNT.....	41
Tabela 4. Quantitativos gerais de aglomerados subnormais no Brasil – 2010 - 2019.....	44
Tabela 5. Projeções de aglomerados subnormais Sub e Sub_Domic no Amazonas entre 2010 e 2019.	48
Tabela 6. Unidades de Análise da BD de PNT.....	49
Tabela 7. Exemplos de modelos finais selecionados pela ANEEL.....	53
Tabela 8. Aplicação metodológica anterior e benchmarkings selecionados pelos modelos C, G e K.....	54
Tabela 9. Resultado do Teste de Hausman para os 138 modelos da ANEEL.	57
Tabela 10. CEPs consultados pela ANEEL e percentuais de restrição interna.....	61
Tabela 11. Regras do ponto de partida e da meta para casos ordinários.	64
Tabela 12. Regras do ponto de partida e da meta para empresas com ASRO em sua área de concessão.....	64
Tabela 13. Metas Regulatórias de PNT para a ENEL Rio no período de 2019 a 2022.....	71
Tabela 14. Balanço de Perdas da Light para o ano de 2020.	76
Tabela 15. Balanço de Perdas da ENEL Rio para o período médio entre 2019-2021.	77
Tabela 16. Balanço de Perdas da empresa, ASRO e ANR.....	83
Tabela 17. Exemplo 1: cálculo de metas para PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público.	90
Tabela 18. Exemplo 2: cálculo de metas para PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público.	90
Tabela 19. Cálculo de metas para PNT em ASRO não reconhecidas pelo Poder Público.	95
Tabela 20. Regras do ponto de partida e da meta após recálculo do IC para ANR.	101
Tabela 21. Comparação da ocupação de aglomerados subnormais (Sub2 e Sub_domic) na área de concessão da Light, e nas sub-regiões ASRO e ANR.	103
Tabela 22. Comparação da subnormalidade (Sub2 e Sub_domic) na área de concessão da Light, e nas sub-regiões ASRO e ANR.....	103
Tabela 23. Cômputo do IC para a Light desagregado em ASRO e ANR.	105

1. Introdução

No transporte de energia das centrais geradoras até as unidades consumidoras ocorre, inevitavelmente, perdas de energia associadas ao efeito joule, perdas dielétricas, perdas nos núcleos dos transformadores etc. A essa forma de perda energética, dá-se o nome de perdas técnicas (PT) (ANEEL, 2022a).

Por outro lado, existem perdas de energia que são evitáveis tecnicamente, porém nem sempre evitáveis comercialmente. Essas perdas ocorrem majoritariamente por fraudes (alteração no medidor), furtos (ligação clandestina ou desvio direto da rede) e erros de medição e de faturamento. A essa forma de perda energética, dá-se o nome de perdas não técnicas (PNT) ou perdas comerciais (ANEEL, 2022a).

O processo de apuração da PNT real de cada distribuidora de energia ocorre a partir da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Mas nem toda perda comercial é repassada às tarifas dos usuários.

O modelo regulatório adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para perdas não técnicas baseia-se em uma análise comparativa – *yardstick competition* -, alicerçado nos princípios propostos por Shleifer (1985). Em síntese, busca-se identificar as semelhanças e/ou divergências socioeconômicas entre as áreas de concessão por meio de um *ranking* de complexidade.

Portanto, trata-se de questão multidimensional, sendo o furto de energia explicado por aspectos econômicos, sociais, culturais, ambientais etc. (ANEEL, 2022a). A partir dessa análise comparativa, a Agência reguladora define uma meta, um ponto de partida e uma trajetória de PNT, que servirá como norteador do nível eficiente de perdas comerciais que cada distribuidora deve perseguir ao longo de um ciclo tarifário.

Caso a PNT real esteja acima do percentual regulatório (meta) daquele determinado ano, a distribuidora não poderá repassar todos os custos das perdas comerciais reais para os consumidores, sendo incorporado às tarifas apenas os custos equivalentes à PNT regulatória.

Segundo ANEEL (2022b), as PNT reais atingiram o patamar de 14,37% em relação ao mercado de Baixa Tensão (BT), ou seja, o equivalente a 34,09 TWh

destinados ao furto/desvio de energia. Este patamar é similar a toda energia vendida a usuários de BT dos Estados de Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Espírito Santo juntos.

Considerando-se o custo médio de compra de energia de 2022 de cada uma das concessionárias do Brasil¹, tem-se que as PNT representam um custo de R\$8,70 bilhões/ano.

As perdas não técnicas regulatórias foram estimadas pela ANEEL em 10,79%, para o ano de 2022. Logo, os custos da diferença entre 14,37% (real) e 10,79% (regulatório) tiveram de ser arcados pelos acionistas das distribuidoras de energia. Ou seja, R\$2,40 bilhões desta conta não foram repassados às tarifas, ficando sob ônus das distribuidoras de energia elétrica.

Mas o cerne da questão é avaliar, de fato, a aderência dos modelos regulatórios estabelecidos pela ANEEL, de tal sorte que haja o equilíbrio adequado entre os custos que devem ser arcados pelos acionistas das distribuidoras de energia, devido a aspectos de ineficiência na prestação do serviço, e os custos que devem ser inseridos nas tarifas, isto é, remunerados pelos consumidores finais de energia.

Portanto, conforme se pode observar, é tema de notória relevância a definição de metas de perdas não técnicas de energia, de tal sorte a promover a adequada sinalização de eficiência para as distribuidoras de energia e não repassar aos usuários custos considerados ineficientes.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio da Nota Técnica nº 106/2015, que deu origem ao submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET (ANEEL, 2015), homologou a metodologia e os critérios a serem adotados no cálculo regulatório das Perdas Não Técnicas (PNT) das concessionárias de distribuição de energia elétrica a partir de 2015 até 2021.

A metodologia baseava-se na utilização de um Índice de Complexidade Socioeconômica (IC) para cada área de concessão como informação necessária para a formação dos níveis regulatórios de PNT. O IC era construído a partir de três modelos, obtidos por meio de regressões com dados em painel de 2003 a 2013.

No fechamento da Consulta Pública nº 029/2020, por meio da Nota Técnica (NT) nº 099/2021 (ANEEL, 2021), o Regulador trouxe à tona uma nova proposta

¹ Estimativa realizada a partir da consulta aos 53 processos de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras de energia ocorridas no ano de 2022.

metodológica, aprovada pela Diretoria da Agência em reunião pública ocorrida no dia 07 de dezembro de 2021. Em linhas gerais, a referida NT apresentou (i) um aumento do universo de variáveis testadas, alcançando 33 atributos; (ii) a atualização de dados até o ano de 2019; (iii) a imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural²; e (iv) a mudança do método de seleção de variáveis e de modelos.

Por fim, selecionou-se 138 modelos, que foram utilizados para composição de um IC médio e, conseqüentemente, para o cálculo das metas de PNT, sendo esta metodologia empregada desde janeiro de 2022.

Em que pesem os avanços da Agência em buscar aprimorar os modelos que vigoraram no setor elétrico entre 2015 e 2021, a metodologia recentemente homologada peca em diversos aspectos, cujos detalhes serão demonstrados no capítulo 3 deste documento.

- As variáveis utilizadas pela ANEEL são altamente dependentes do Censo de 2010;
- Para o painel alcançar o ano de 2019, a ANEEL faz projeções simplificadas (ex: a subnormalidade cresce com a ponderação do crescimento populacional, o que não condiz com a realidade);
- O método de interpolação de valores ausentes, em especial para os últimos anos da série, é inadequado, visto que o *spline natural* não se trata de um método de previsão, e sim de um método para encontrar um polinômio que conecte todos os pontos (Catmull et al, 1974);
- Em 69 modelos a ANEEL utiliza a subnormalidade oriunda do Censo 2010. Contudo, para outros 69 modelos, a Agência reguladora faz uso de subnormalidade domiciliar (*sub_domic*) estimada pelo IBGE em 2019, sendo que esta dimensão, segundo próprio Instituto, não deveria ser utilizada de forma comparativa aos dados Censitários (IBGE, 2020);
- A ANEEL não faz testes para análise de consistências dos modelos, como o teste de *Beuch Pagan* e de *Hausman* (Hausman, 1978). Segundo a literatura (Correia et al., 2021; Simões et al., 2020), quando

² Interpolação cúbica (ou Hermite) de pontos de dados fornecidos. Após análise da memória de cálculo disponibilizada, verificou-se a utilização do *spline* natural, a partir da função *spline* do pacote stats da linguagem de programação R (R Core Team, 2021).

se obtém um modelo com dados em painel com pressuposição errônea quanto ao comportamento de sua heterogeneidade, os coeficientes estimados podem ser ineficientes e viesados.

- Por fim, mas de forma não exaustiva, questiona-se a abundância de modelos selecionados. 138 especificações frente às três utilizadas anteriormente aparenta potenciais inconsistências na metodologia de seleção de modelos com dados em painéis.

Cumpra esclarecer que esses modelos têm como princípio de que as variáveis explicativas são suficientes para justificarem a complexidade de uma área de concessão. Porém, esta não é a realidade observada para algumas distribuidoras de energia, como a Enel Rio e Light, por exemplo.

Nestes casos, existem áreas na concessão, denominadas como Áreas de Risco (AR) ou Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) (ANEEL, 2021), em que o poder paralelo se impõe, via presença de narcotraficantes ou milicianos. Desta forma, o Estado não se representa nestas localidades, não sendo possível executar ações disciplinadoras de mercado, sejam elas relacionadas ao combate às PNT ou à inadimplência, em particular, devido ao risco que se impõe à integridade e à vida dos colaboradores das equipes técnicas (ENEL Rio, 2020; LIGHT, 2020).

Em termos regulatórios, o início do debate em relação às ASRO e suas repercussões para fins de PNT, bem como receitas irrecuperáveis (RI), aconteceu somente em 2016, quando a Enel Rio assinou aditivo contratual, cujas condições foram discutidas na Audiência Pública (AP) nº 95/2016 (ENEL Rio, 2016).

Nesta ocasião, a distribuidora apontou para a impossibilidade de cumprir as metas de PNT, tendo em vista que não era capaz de atuar em determinadas áreas em função de impedimentos alheios à gestão da empresa. A fim de não prejudicar a sustentabilidade econômico-financeira da distribuidora, a ANEEL decidiu flexibilizar os limites de PNT definidos para 2017 e 2018, ressaltando a necessidade de definir nova trajetória de metas a partir do ano de 2019, quando seria a revisão da metodologia de PNT (ANEEL, 2018).

Na Audiência Pública nº 55/2018, que teve como objetivo obter subsídios para definir os níveis regulatórios de PNT da Enel Rio para o período de 2019 a 2022, a concessionária fluminense novamente contribuiu com estudos e propostas no sentido de aprimorar a metodologia e captar de forma mais adequada as condições limitantes de atuação nas ASRO. Desta forma, na Nota Técnica (NT) nº

30/2019 (ANEEL, 2019a), para definir as metas de PNT, a ANEEL propôs aplicar o PRORET³ às Áreas de Não Risco (ANR) e adotar o reconhecimento parcial das perdas em ASRO. Isso foi feito por meio de glosas de PNT segundo lógica de decis/quartis de perdas em ASRO. Ou seja, tratamento razoavelmente discricionário.

Posteriormente, na Consulta Pública (CP) nº 29/2020, a ANEEL decidiu incorporar ao PRORET as especificidades das áreas de risco no tratamento das PNT regulatórias (ANEEL, 2021). Naquela oportunidade, o Regulador definiu um critério de elegibilidade para as distribuidoras obterem tratamento diferenciado, qual seja: possuir restrição de entrega interna de correspondências e mercadorias superior a 10% do total de Códigos de Endereçamento Postal (CEPs) de acordo com dados da Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos (Correios)⁴.

Adicionalmente, para pleitear o tratamento de áreas de risco, a concessionária deveria entregar à ANEEL, antes da Revisão Tarifária Periódica (RTP), um estudo que comprove a existência desses locais, além de relacionar sua existência com o nível de perdas não técnicas da concessão.

Quanto ao tratamento regulatório propriamente dito, pode-se dizer que ele foi demasiadamente simplificado, conforme será demonstrado no capítulo 3. Basicamente, se flexibilizou tanto o ponto de partida quanto às metas de forma arbitrária.

Em grande síntese, o tratamento regulatório das PNT em ASRO é dado de forma extremamente abreviada e discricionária, sem estudos técnicos aprofundados, representando elevada lacuna regulatória.

O tema das PNT e Áreas de Risco não é de tão farta literatura. Há pouco mais de um ano, o Gesel – Grupo de Estudos do Setor Elétrico, vinculado à Universidade Federal do Rio de Janeiro -, publicou um livro - fruto de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) realizado para o Grupo CPFL energia -, no qual faz um apanhado ao redor do mundo para entender como os países enfrentam o problema de determinar alvos regulatórios para perdas não técnicas (Gesel, 2021).

³ Procedimentos de Regulação Tarifária.

⁴ A restrição de entregas seria apurada com base na média dos últimos três anos anteriores à RTP da empresa em análise, por meio de uma amostra de CEPs. Maiores detalhes, ver seção 3.5 desta dissertação.

Em grande síntese, os autores concluem que (i) em alguns países as PNT não são sequer computadas, sendo consideradas apenas as perdas totais; (ii) em uma boa quantidade de países, as PNT não têm metodologia específica, pois não são um *driver* regulatório relevante para a prestação do serviço; (iii) há países que trabalham com visão *looking foward*, com PNT sendo reconhecidas por meio de plano prospectivo de combate às perdas comerciais; (iv) outros países trabalham com empresa de referência, extremamente intensiva em dados; e (v) alguns casos se preocupam com AR/ASRO, mas ainda com metodologias não consolidadas.

De fato, a ANEEL aparenta ser pioneira na abordagem proposta, que vem sendo empregada ao longo dos últimos ciclos tarifários. Em verdade, Leite et al. (2020) e Correia et al. (2021) já pesquisaram de forma aprofundada o assunto e não identificaram grandes referências para fins de determinação de modelos para estabelecimento de metas regulatórias de PNT.

O primeiro discorre sobre técnicas de fronteira estocástica para determinação de perdas não técnicas, isto é, utiliza-se um modelo não paramétrico para estimar as perdas eficientes. O segundo trabalho torna-se mais promissor enquanto referencial para modelagem com dados em painel. Essa dissertação teve por objetivo selecionar modelos de forma automática utilizando-se dados em painel e testes estatísticos, avaliando sua aplicabilidade na definição das metas de perdas não técnicas.

Outros trabalhos identificados não agregam muito ao tratamento regulatório de PNT. Arango et al. (2017) e Pultz et, al. (2021) citam que as perdas regulatórias deveriam se basear em análises do plano de negócios e das inspeções e ações de custos operacionais dispendidas pelas distribuidoras. Essas análises, *bottom up*, têm sido cada vez mais preteridas pela ANEEL, devido ao excessivo volume de informações necessárias, entre outros fatores, como estabelecimento de reconhecimento tarifário *ex-ante*, por exemplo.

Há outros artigos que trazem um apanhado sobre o fenômeno das PNT. É o caso de Fernando et al. (2021), que faz uma revisão contemporânea do tema das perdas e seus aspectos multidimensionais. Porém, o trabalho não traz novidades quanto ao tratamento regulatório do fenômeno.

Por fim, deve-se frisar a lacuna regulatória de tratamento de perdas comerciais em áreas com severas restrições operativas. Esta é tão latente que, no encerramento do processo revisional da ENEL Rio de 2023, ficou claro que o

tratamento dispensado às PNT em concessões que possuem ASRO é raso. No voto do Diretor Relator do processo, Ricardo Lavorato Tili, datado de 14 de março de 2023, nos parágrafos 92 e 93 torna-se translúcida a inquietude do regulador para tomar decisão tão importante para a saúde econômico-financeira da concessão com procedimento regulatório tão limitado (ANEEL, 2023).

“92. (...) entendo que, apesar dos esforços já realizados pela Agência, o tema [Perdas não técnicas] merece reavaliação. Não é razoável que se feche os olhos à crescente complexidade das áreas de concessão do estado do Rio de Janeiro, marcadas pela ação de grupos armados que controlam territórios em que o poder público não pode atuar.

93. Para a presente revisão tarifária, não é possível a aplicação de procedimentos além daqueles previstos no PRORET e descritos neste Voto, pois isso demandaria a elaboração de nova metodologia, o que só poderia ser obtido por meio de estudos que exigem tempo, dedicação dos servidores da Agência e contribuições da sociedade. Assim, proponho que seja determinado à SRM e à SGT que avaliem a necessidade de reformulação do Módulo 2.6A do PRORET, para aprimoramento do tratamento dado às perdas não técnicas e à inadimplência em áreas de severa restrição operacional”.

Busca-se, por meio desta dissertação, apoiar o órgão regulador no aprimoramento da metodologia dispensada às perdas não técnicas em áreas com severas restrições de operação.

Esta dissertação insere-se na linha de pesquisa “Redes Inteligentes (Smart Grid)” do Programa de Pós-graduação em Metrologia (PósMQI) da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

1.1.

Definição do problema da pesquisa

O tema central da pesquisa dessa dissertação é averiguar a consistência dos modelos atualmente empregados para definição das metas de PNT e propor tratamento regulatório específico para o estabelecimento de alvos regulatórios em concessões que tenham presença de ASRO, de forma a obter metas de perdas não

técnicas de energia aprimoradas em relação à metodologia homologada pela ANEEL em dezembro de 2021, válida a partir de janeiro de 2022.

Portanto, a questão principal dessa dissertação é “Como desenvolver uma metodologia consistente para o estabelecimento de metas de perdas não técnicas de energia considerando o fenômeno das ASRO?”

1.2.

Objetivos: geral e específicos

O objetivo geral desta dissertação de mestrado é averiguar a consistência dos modelos atualmente empregados para definição das metas de PNT e propor metodologia baseada em dados em painel para o estabelecimento de metas regulatórias de PNT em concessões de distribuição de energia elétrica que tenham presença de ASRO, dando o tratamento regulatório adequado.

São objetivos específicos desta dissertação:

- Realizar análise crítica e mapear principais limitações nos modelos atuais para determinação de metas regulatórias de perdas não técnicas para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras;
- Caracterizar o problema das Áreas com Severas Restrições Operativas e avaliar os possíveis impactos no aumento das PNTs;
- Realizar uma revisão da literatura sobre modelos com regressões utilizando-se dados em painel, avaliando a aplicabilidade dessas especificações à definição metas regulatórias para perdas não técnicas de energia;
- Propor uma metodologia para determinação das metas de perdas não técnicas aplicadas ao segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil considerando o fenômeno das Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO);
- Demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta por meio de um estudo conduzido na área de concessão da distribuidora Light, no estado do Rio de Janeiro.

1.3. Metodologia

De acordo com (Vergara, 2005), uma pesquisa pode ser classificada quanto aos fins, aos meios e ao enfoque.

Quanto aos fins, uma pesquisa pode ser classificada em exploratória, descritiva, explicativa, metodológica, aplicada e intervencionista. A pesquisa proposta pode ser classificada como uma pesquisa descritiva, metodológica e aplicada.

A pesquisa pode ser classificada como descritiva, uma vez que trata de um fenômeno claro e bem definido (o problema das perdas não técnicas nas distribuidoras de energia elétrica) e toma como ponto de partida o modelo atualmente empregado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para lidar com esse fenômeno.

A pesquisa também pode ser classificada como metodológica, uma vez que seu objetivo principal é propor metodologia alternativa para estabelecimento de metas de PNT em concessões com presença de ASRO.

Por fim, a pesquisa também pode ser classificada como aplicada, uma vez que procura solucionar um problema concreto, que é como estabelecer, de forma eficiente, as metas regulatórias de perdas não técnicas para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras, em especial aquelas que têm presença de ASRO em suas concessões. Inclusive, nesta dissertação, demonstra-se quantitativamente a desagregação da complexidade na área de concessão da Light entre ASRO e áreas normais.

Quanto aos meios, uma pesquisa pode ser classificada em bibliográfica, documental, de campo, laboratorial, experimental, *ex-post facto*, participativa, pesquisa-ação e/ou estudo de caso.

A pesquisa proposta, quanto aos meios, pode ser classificada como uma pesquisa bibliográfica, documental, experimental e de com realização de um estudo empírico.

Para resolver a questão principal proposta, a dissertação se baseará na pesquisa bibliográfica, visando identificar técnicas e estudos já realizados sobre o tema no Brasil e no exterior.

Uma vez que o tema vem sendo tratado pela ANEEL e outras Agências Reguladoras no Brasil e no mundo, pode haver documentos classificados com “*Grey Literature*” (Leis, regulamentos, Notas Técnicas) produzidas por esses agentes e que sejam relevantes para a pesquisa. Dessa forma, a pesquisa também se baseará na pesquisa documental.

Finalmente, a pesquisa também pode ser classificada como um estudo empírico, pois envolverá proposta metodológica efetiva para determinação de metas de PNT para concessão fluminense com presença de ASRO.

Quanto ao enfoque, uma pesquisa pode ser classificada em quantitativa, qualitativa ou mista, que considera a combinação das duas anteriores. De certo que a pesquisa proposta pode ser classificada mista, pois envolve aperfeiçoamentos metodológicos e apresentação de estudo empírico.

A Figura 1 apresenta o desenho da pesquisa, destacando-se seus componentes e métodos, de acordo com três fases principais: (i) exploratória e descritiva; (ii) pesquisa aplicada; e (iii) conclusiva.

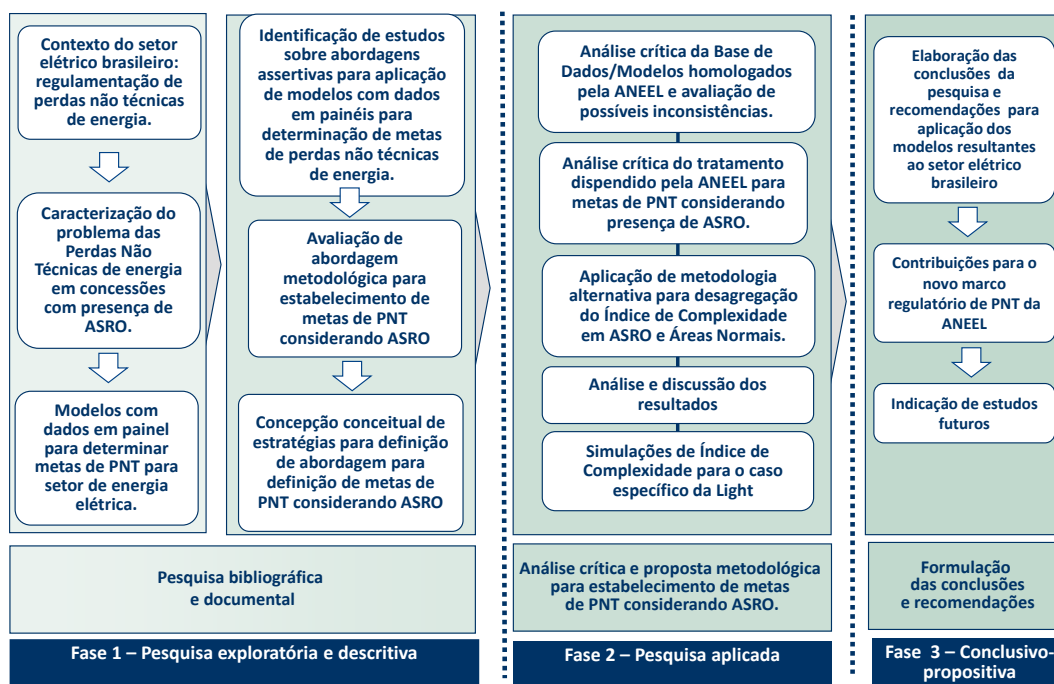


Figura 1. Desenho da pesquisa, seus componentes e métodos.

Fonte: Elaboração própria.

Detalham-se, a seguir, o desenvolvimento de cada fase e os resultados esperados em cada bloco da figura 1.1. Destaca-se que o desenho da pesquisa foi

desenvolvido em total alinhamento com os objetivos enunciados na seção 1.2 deste capítulo.

1.3.1.

Fase exploratória e descritiva

A fase exploratória e descritiva foi iniciada com pesquisa bibliográfica e documental, com o objetivo de levantar trabalhos conceituais e documentos de referência para delimitação do tema central da pesquisa.

Em seguida, aprofundou-se a revisão bibliográfica, buscando identificar tanto bibliografia afins à determinação de perdas não técnicas eficientes – que é uma lacuna de conhecimento à nível internacional, sendo o Brasil referência no assunto – quanto em termos de boas especificações econométricas com modelos com dados em painel – que apresenta mais ampla literatura.

Também se aprofundou nos conceitos de ASRO e seus impactos em termos de PNT, bem como avaliou-se a regulação por incentivos como mecanismo de emulação de eficiência no âmbito do conceito de *yardstick competition*. Por fim, se estudou casos empíricos de desagregação da complexidade de uma concessão considerando-se o fenômeno das ASRO, o que subsidia parte desta proposta de dissertação.

Apresenta-se na Figura 2 uma visão geral e esquemática dos resultados desta primeira fase.

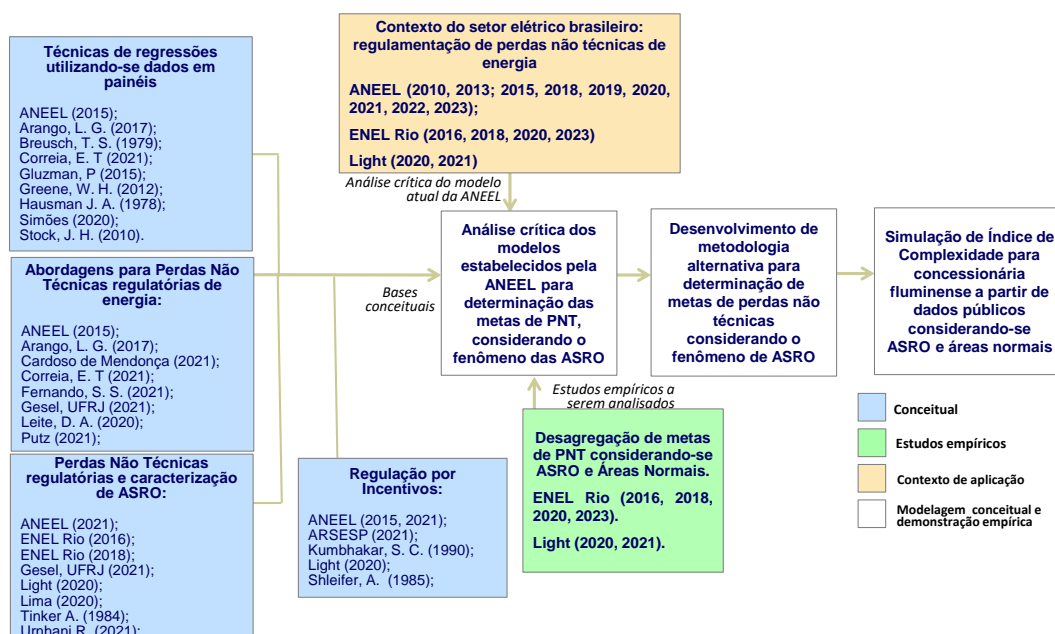


Figura 2. Mapa conceitual da pesquisa

Fonte: Elaboração própria.

1.3.2.

Fase de pesquisa aplicada

Desenvolveu-se a fase da pesquisa aplicada propriamente dita, a partir das análises empreendidas nas bases de dados/modelos divulgados pela ANEEL, avaliando-se potenciais inconsistências. Caso encontre-se especificações mal estabelecidas, é certo que as metas serão viesadas.

Em seguida, faz-se uma análise crítica ao tratamento de PNT considerando-se o fenômeno das ASRO. É certo que este assunto é complexo, e até o momento foi dispendida atenção insuficiente ao tema, necessitando-se avançar em proposições assertivas.

Posteriormente, parte-se para a concepção da proposta metodológica propriamente dita. Deve-se ter como pano de fundo abordagem que dê incentivos ao concessionário combater às PNT, mas que ao mesmo tempo não prejudique a saúde financeira do negócio por motivo alheio à gestão da distribuidora.

Na sequência, deve-se realizar aplicação da metodologia em caso concreto, avaliando-se os resultados auferidos. Ou seja, neste trabalho simula-se o Índice de Complexidade para a Light considerando-se dados públicos. Caso a abordagem seja considerada consistente, não sendo identificados óbices, pode-se partir para a fase conclusiva/propositiva.

1.3.3.

Fase conclusiva

Na terceira fase, elaboraram-se a conclusão geral e as específicas em relação a cada um dos objetivos enunciados na seção 1.2, formulam-se um conjunto de recomendações aos diversos atores interessados na aplicação do modelo de perdas não técnicas considerando-se o fenômeno das ASRO.

Importante observar o grande objetivo deste trabalho, que é aportar possibilidades para ANEEL revisar e aprimorar a metodologia que determina as metas de perdas não técnicas de energia, especialmente considerando as especificidades das ASRO.

1.4.

Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se estruturada em sete capítulos, incluindo esta introdução.

O capítulo 2 apresenta um breve histórico da regulamentação das PNT no Brasil, bem como faz-se um ensaio sobre os resultados regulatórios obtidos ao longo do tempo. Já no capítulo 3 expõe-se, de forma detalhada, as métricas e metodologias adotadas pela ANEEL para a definição das metas regulatórias de perdas não técnicas, assim como suas principais limitações.

No capítulo 4, demonstra-se a evolução do fenômeno das ASRO e seus impactos nas PNT. O capítulo 5 expõe o referencial teórico que fundamentou a proposição de metodologia alternativa para auxiliar à definição das metas regulatórias de perdas não técnicas para as distribuidoras de energia elétrica, considerando-se a presença de Áreas de Risco. Neste capítulo, demonstra-se a aplicabilidade da metodologia proposta para a distribuidora Light.

Por fim, no capítulo 6, faz-se uma análise crítica dos principais resultados, bem como apresentam-se as conclusões do estudo, demonstrando a aplicabilidade da abordagem proposta ao Brasil, assim como suas vantagens em relação ao atual cenário. Além disso, nesse capítulo, são apresentadas recomendações para estudos futuros.

2.

Regulamentação de Perdas Não Técnicas no Brasil

Este capítulo encontra-se estruturado em duas seções. Na primeira avalia-se o histórico da regulamentação de Perdas Não Técnicas no Brasil, desde sua origem em 2003 até os dias atuais. Já a segunda seção tem o condão de realizar uma análise de resultados regulatórios obtidos ao longo de duas décadas de regulação por incentivos para as PNT.

2.1.

Breve Histórico

Até 2003, as perdas elétricas consideradas no processo tarifário das distribuidoras de energia elétrica brasileiras correspondiam às perdas reais praticadas pelas distribuidoras. Apesar da parcela de perdas nem sempre ser explicitada no processo tarifário, tais perdas estavam embutidas nos custos de compra de energia reconhecidos nas tarifas (ANEEL, 2010).

A partir do ano 2003, com o início do Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1º CRTP, o reconhecimento tarifário das perdas de energia passou a ser limitado pelos patamares de perdas observados historicamente pelas próprias distribuidoras. Empresas que vinham registrando elevações dos seus níveis de perdas passaram a enfrentar restrições no repasse desses custos à tarifa (ANEEL, 2010).

A partir de 2007, com o início do 2º CRTP, a definição das perdas regulatórias passou a ser segmentada, com o desenvolvimento de uma metodologia específica para a definição de perdas técnicas (PT) e outra para as perdas não técnicas (PNT). Para as PNT foi empregado um modelo de *benchmarking* para definição do referencial regulatório. A meta de cada concessionária passou a ser definida a partir da observação dos níveis praticados por outras distribuidoras mais eficientes e diretamente comparáveis. A comparação foi viabilizada pela criação de um “índice de complexidade”, para cada distribuidora baseado em um conjunto de variáveis socioeconômicas relacionadas com o fenômeno PNT (ANEEL, 2013a).

No 3º CRTP (2011-2014), o tratamento das perdas foi regulamentado pela 1ª versão do Submódulo 2.6 do Proret. Manteve-se a essência da metodologia anterior,

definindo-se metas de perdas com base no IC atualizado, e o ponto de partida com base no menor valor entre o mínimo histórico e a meta de perdas do 2º ciclo.

Entre os aperfeiçoamentos, destacam-se os seguintes (ANEEL, 2020): (i) Definição dos limites de velocidade de redução das perdas, conforme o IC, o porte e o patamar de perdas não técnicas da concessionária; e (ii) Possibilidade de flexibilizar o ponto de partida de empresas situadas no topo do *ranking* de complexidade.

Foi somente a partir da 2ª versão do Submódulo 2.6 do Proret, com base nos dados publicados do Censo de 2010, recentes à época, que se conseguiu desenvolver metodologia mais robusta para determinação dos patamares eficientes de perdas não técnicas de energia. Os estudos ocorreram ao longo dos anos de 2013 e 2014 e os resultados passaram a valer a partir de março de 2015.

Em apertada síntese, em 2015 a ANEEL, utilizando-se de variáveis socioeconômicas e de mercado para o período de 2003 a 2013, obteve três modelos econométricos (C, G e K) com o objetivo de refletir a dificuldade do combate às perdas comerciais de acordo com as características intrínsecas de cada área de concessão (ANEEL, 2015)⁵.

O banco de dados construído para a modelagem estatística das PNT apresenta a estrutura de Dados em Painel. Trata-se de observações seccionais repetidas, de uma ou mais características, de dois ou mais indivíduos (distribuidoras) ao longo do tempo (anos) (Gluzmann et al.).

Os modelos lineares para dados em painel são de grande importância para a modelagem econométrica, pois permitem mensurar as sensibilidades de características heterogêneas dos indivíduos e testar se estas apresentam evidências empíricas de comportamentos diferenciados. A especificação de uma regressão com dados em painel pode ser descrita segundo a Equação 2.1:

$$y_{it} = X_{it}\beta + \alpha_i + \epsilon_{it} \quad (2.1)$$

$$y_{it} = \begin{bmatrix} y_{i1} \\ y_{i2} \\ \vdots \\ y_{iT} \end{bmatrix}; X_i = \begin{bmatrix} X_{i1}^{(1)} & \dots & X_{i1}^{(k)} \\ X_{i2}^{(1)} & \dots & X_{i2}^{(k)} \\ \vdots & & \vdots \\ X_{iT}^{(1)} & \dots & X_{iT}^{(k)} \end{bmatrix}; \beta = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_k \end{bmatrix}; \alpha_i = \begin{bmatrix} \alpha_{i1} \\ \alpha_{i2} \\ \vdots \\ \alpha_{iT} \end{bmatrix}; \epsilon_{it} = \begin{bmatrix} \epsilon_{i1} \\ \epsilon_{i2} \\ \vdots \\ \epsilon_{iT} \end{bmatrix}$$

⁵ A ANEEL estimou 12 modelos, denominados de A a L. Destes, o Regulador entendeu que três eram mais adequados, os modelos C, G e K, que assim ficaram conhecidos posteriormente, inclusive sendo assim referenciados no PRORET 2.6.

Em que:

y_{it} : valor observado da variável dependente da unidade seccional i (indivíduo i) no instante de tempo t ;

X_{it} : vetor (1 x k) dos valores observados das k variáveis explicativas da unidade seccional i no instante t ;

β : vetor (k x 1) de coeficientes da equação;

α_i : é o efeito individual da unidade seccional (heterogeneidade) para todo tempo t ,

ϵ_{it} : erro aleatório da unidade seccional i no instante de tempo t .

Considerando estimações econométricas com dados em painel, a ANEEL selecionou os modelos C, G e K, após testagem de 12 especificações. A escolha de três entre doze especificações se deu de forma a cobrir o máximo de variáveis possíveis entre os modelos com maiores R^2 ⁶. As três especificações para a estimação dos coeficientes das variáveis que explicavam as perdas não técnicas estão descritas na Tabela 1.

Tabela 1. Modelos econométricos utilizados na metodologia anterior (C, G e K)

Variável	Descrição	Origem	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Sub2	% de pessoas em domicílios subnormais	Censo 2010	1,986***	1,960***	2,215***
Lixo.u	% de domicílios urbano com coleta de lixo.	Censo 2010	-0,179***	-2,61***	-0,181***
Pob2	% de pessoas com renda <i>per capita</i> < ½ salário mínimo	Censo 2010	0,241***		0,205***
Mbr.Mb1Mbr	Mercado Baixa Renda / Mercado B1 total.	SAMP ANEEL	-0,102***		
Gini	Índice de Gini.	IBGE/IPEA		0,182*	
Inad	Inadimplência do setor de crédito.	BACEN	1,390***	1,474***	
Mbr.Mbt	Mercado Baixa Renda / Mercado BT total.	SAMP ANEEL			-0,186***
Vio	Óbitos por Agressão por 100 mil habitantes.	Datasus			0,001***
Constante	-	-	0,144**	0,160**	0,175***

Fonte: Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL. Coeficientes estimados: *p-valor < 0,1; **p-valor < 0,05; ***p-valor < 0,01. SAMP: Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica. BACEN – Banco Central.

⁶ R^2 pode ser escrito como a proporção dos quadrados dos resíduos explicados dada a soma total dos quadrados. Em linguagem mais palpável, este parâmetro varia entre 0 e 1 e mede qual a fração da variância de Y é explicada por X, isto é, quanto mais próximo de zero pior a especificação e quanto mais próximo da unidade, menores são os resíduos e, portanto, melhor é o modelo (Stock e Watson (2010)).

Em que:

$\underline{sub2}_{it}$ é o percentual de pessoas que vivem em domicílios subnormais, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

$\underline{lixo.u}_{it}$ é o percentual dos domicílios atendidos pela coleta de lixo, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

$\underline{pob2}_{it}$ é o percentual da população de que vive com menos de meio salário mínimo, residentes na área de concessão da empresa i , no ano t ;

$\underline{Mbr.Mb1Mbr}_{it}$ é o mercado de baixa renda em relação ao mercado B1 (residencial) total, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

\underline{inad}_{it} é a inadimplência do setor de crédito, dos residentes na área de concessão da empresa i , no ano t ;

\underline{gini}_{it} é o índice de Gini, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

$\underline{Mbr.Mbtit}$ é o mercado de baixa renda em relação ao mercado BT (Baixa Tensão) total, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

\underline{vio}_{it} é o índice de mortes por agressão a cada cem mil habitantes, na área de concessão da empresa i , no ano t ;

Cumpramos esclarecer que as variáveis que alicerçam quaisquer um dos modelos utilizados pela ANEEL, $\underline{Lixo.u}$ e, notadamente, $\underline{Sub2}$, são obtidas apenas por meio de Censo Demográfico. Para coleta de lixo, ainda há dados coletados nas Pesquisas Nacionais de Amostra Domiciliar (PNAD) para sua extrapolação, à nível Estadual. Já a subnormalidade foi obtida apenas em 2010, sendo que suas atualizações seguem a ponderação pelo crescimento populacional municipal.

A Tabela 2 ilustra a fonte das variáveis utilizados na metodologia anterior (C, G e K) e suas métricas de atualizações.

Tabela 2. Fontes das variáveis utilizados na metodologia anterior (C, G e K) e suas atualizações

Dimensão	Código	Descrição das variáveis	Fonte	Atualização
Violência	Vio	Violência - Óbitos por Agressão por 100 mil habitantes.	DATASUS (Municipais)	DATASUS (Municipais)
Desigualdade	Pob2	% de pessoas com renda <i>per capita</i> inferior a ½ salário mínimo	IBGE/IPEA (Municipais)	PNAD (Estaduais)
	Gini	Índice de Gini.	IBGE/IPEA (Estaduais)	IBGE (Estaduais)
Precariedade	Sub2	% de pessoas em domicílios subnormais (Censo 2010).	IBGE/IPEA (Municipais)	DATASUS (Pop. Municipal)
Comprometimento da Renda	Inad	Inadimplência do setor de crédito.	BACEN (Estaduais)	BACEN (Estaduais)
Infraestrutura	Lixo.u	% de domicílios urbano com coleta de lixo.	IBGE (Municipais)	PNAD (Estaduais)
Consumo, Fatura e Baixa Renda	Mbr.Mb1Mbr	Mercado Baixa Renda / Mercado B1 total.	SAMP (Distribuidora)	SAMP (Distribuidora)
	Mbr.Mbt	Mercado Baixa Renda / Mercado BT total.	SAMP (Distribuidora)	SAMP (Distribuidora)

Fonte: Elaboração própria, a partir de informações contidas na Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL.

Definidos os modelos econométricos, a Agência calculava então os Índices de Complexidade socioeconômicas (IC) para cada modelo em cada concessão, por meio da utilização das variáveis de 2013 multiplicadas pelos respectivos coeficientes estimados. Desta forma, os IC estimados em cada modelo são definidos segundo a equação 2.2.

$$IC_{it} = X_{it}\hat{\beta} \quad (2.2)$$

Em que IC_{it} é o índice de complexidade da empresa i no tempo $t=2013$ e $\hat{\beta}$ são os coeficientes estimados para cada variável em cada uma das três regressões. Cumpre salientar que, mesmo sem fazer qualquer teste estatístico, a ANEEL considera que os efeitos das heterogeneidades seriam randômicos e não deveriam ser computados. Isto é, a heterogeneidade μ_i estimada para cada área de concessão não é acrescentada ao IC, pressupondo que tal heterogeneidade é tratada como uma métrica de ineficiência (Correia, E. T et al), conforme será demonstrado adiante neste capítulo.

Construído o IC, torna-se possível a concepção de uma matriz de complexidade. A Agência Reguladora parte de uma premissa inicial de que quanto mais complexa é a área de concessão, maior é a perda aceitável. Deste modo, se a empresa que atua em uma área menos complexa do que outra e ainda assim tem uma PNT maior, a ANEEL entende que as perdas poderiam ser reduzidas, de modo que seja inferior ou igual à empresa que atua em uma área mais complexa. Assim,

se uma empresa atua em uma área mais complexa e tem perdas baixas, presume-se que esta empresa é eficiente no combate às perdas (ANEEL, 2015).

Para medir a complexidade de uma área, presume-se que existem variáveis observáveis comuns à todas as empresas que auxiliam na construção de uma medida comum e comparável. No caso, conforme já colocado, estima-se uma regressão de dados em painéis com efeitos aleatórios, assim encontrando a magnitude da influência de cada variável escolhida na representatividade da complexidade (coeficientes da regressão ou β 's). Desta forma, estima-se, estatisticamente, valores que representam quão complexa é cada área de concessão, criando o IC.

A própria ANEEL reconhece que ao comparar as empresas através de um ordenamento do *ranking* do índice de complexidade pode gerar erros de inferência, pois, como o índice é criado através de um modelo estatístico, existe a possibilidade de que as empresas estejam retratadas em um ordenamento equivocado. Assim, existe a possibilidade de que, por exemplo, apesar do ordenamento gerado apresentar a empresa “A” mais complexa do que a empresa “B” (e assim “A” ser a meta regulatória de “B”), a empresa “B” pode ser mais complexa que “A”, assim, gerando metas intangíveis para “B”.

Visando diminuir a chance de erro no ordenamento de complexidade, a ANEEL criou uma matriz de probabilidade de comparação. Quando se estima uma regressão, como se trata de resultados probabilísticos, existem valores que podem se desviar do valor estimado, calculado pelo desvio padrão da estimativa. Dado o desvio padrão, cria-se um “intervalo de confiança” para cada índice de complexidade calculado, mostrando que existe uma “banda” em que o valor da complexidade se situa.

Do intervalo de confiança é que se deriva a matriz de probabilidade. Tal matriz compara os intervalos de confiança de cada empresa e, via um teste t-Student (calcula-se um tipo de p-valor⁷), calcula a probabilidade do Índice de Complexidade de uma empresa ser maior do que a outra. Cabe ressaltar que as concessionárias são

⁷ No caso, infere-se que existe um teste de hipótese do tipo: $\{H_0: Y_{Bench} \geq Y_{Empr};$
 $H_a: Y_{Bench} < Y_{Empr}$

Nos testes de hipóteses são gerados p-valores, O p-valor, também chamado de nível descritivo ou probabilidade de significância, é a probabilidade de se obter uma estatística de teste igual ou mais extrema que aquela observada em uma amostra, sob a hipótese nula. Desta forma, tal p-valor, ou o valor da probabilidade do *Benchmarking* estar em uma área realmente mais complexa, é dada pelo seguinte teste t – Student: $t_{cal} = (Y_{Bench} - Y_{emp}) / (\sqrt{V(Y_{Bench}) + V(Y_{emp})})$. Desta forma, calcula-se, via tabela de distribuição de t de student a $\Pr(t_{cri} > t_{cal})$.

divididas em dois grupos, grandes e pequenas⁸, assim, criando distintos *rankings* de complexidade, além de distintas matrizes de complexidade (ANEEL, 2015).

A Figura 3 ilustra a esquematização da matriz de probabilidades de comparação. Considerando-se o ordenamento das linhas e das colunas pelos valores decrescentes dos IC, na diagonal inferior da matriz as probabilidades são inferiores a 50% e na diagonal superior maiores do que 50%. Além disso, a probabilidade do IC de determinada distribuidora ser superior ao IC da mesma é de 50%.

Rank. ICS	Empresa <i>i</i>							
		A	B	C	D	E	...	Z
Benchmark	1	A	50%					
	2	B		50%				
	3	C			50%			
	4	D				50%		
	5	E					50%	
						
	26	Z						50%

Figura 3. Esquematização da matriz de probabilidades de comparação.

Fonte: Elaboração própria.

Finalmente, as metas de PNT para cada empresa *i* era calculada conforme a equação 2.3. A partir desta formulação, calcula-se a meta considerando todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, sendo escolhido como alvo regulatório o menor valor, ou seja, a meta é estabelecida de acordo com o patamar mais restritivo ao se ponderar as perdas da própria empresa e de seus *benchmarks* considerando-se a probabilidade de atuação destes em áreas de concessão mais complexas. Este resultado é calculado para os três modelos e, por fim, utiliza-se o resultado médio como a meta para a distribuidora em análise.

$$Meta_{ij} = Prob_{ij} \times P_{bench} + [1 - Prob_{ij}] \times P_i \quad (2.3)$$

Em que:

$Meta_{ij}$: Meta de perdas da concessão *i*, segundo o modelo *j*;

⁸ As empresas serão comparadas conforme o seu tamanho, sendo consideradas de grande porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 1.000 GWh/ano e atendam mais que 500 mil unidades consumidoras ou que possuam mais do que 15.000 km de rede elétrica. As demais empresas são consideradas do Grupo 2 (médio ou pequeno porte).

$Prob_{ij}$: Probabilidade de o *benchmark* estar em área de concessão mais complexa que a empresa i no modelo j ;

P_{bench} : perdas não técnicas medidas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *benchmark* potencial no último ano; e

$P\hat{z}$: percentual de perdas não técnicas medidas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i no último ano.

Será suprimida a explicação sobre a regra de aplicação da metodologia, como definição do ponto de partida e velocidade da trajetória, por exemplo, por entender-se que não é foco do estudo em tela.

Tal metodologia sempre foi passível de críticas. Correia, E. T *et al* cita duas imperfeições principais: (i) a não consideração adequada do tratamento da heterogeneidade, o que gerou modelos viesados; e (ii) a utilização da matriz de comparação de probabilidades partindo-se de modelos ineficientes.

Por fim, cumpre esclarecer que não havia, na metodologia empregada até 2021, qualquer tratamento para concessões com notórias presenças de ASRO e seus impactos em termos de PNT.

Nesta seção não serão abordados os modelos vigentes, pois este é o intuito do capítulo 3 desta dissertação. Além disso, na próxima seção, avalia-se o resultado regulatório obtido até o ano de 2021. Os resultados dos modelos vigentes, adotados a partir de 2022, ainda são incipientes. Ainda assim, serão alvos de análises no capítulo 4.

2.2.

Análise do Resultado Regulatório

Conforme já se demonstrou na introdução desta dissertação, segundo dados de 2022 (ANEEL, 2022b), as PNT reais atingiram o patamar de 14,37% em relação ao mercado de Baixa Tensão (BT), ou seja, o equivalente a 33,45 TWh destinados ao furto/desvio de energia. Este patamar é similar a toda energia vendida a usuários de BT dos Estados de Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Espírito Santo juntos.

Em uma estimativa conservadora, considerando-se o custo médio de compra de energia de 2022 como sendo R\$230,00/MWh⁹, tem-se que as PNT representam um custo de R\$7,69 bilhões/ano.

As perdas não técnicas regulatórias foram estimadas pela ANEEL em 10,79%, para o ano de 2022. Logo, os custos da diferença entre 14,37% (real) e 10,79% (regulatório) tiveram de ser arcados pelos acionistas das distribuidoras de energia. Ou seja, R\$1,9 bilhão desta conta não foram repassados às tarifas, ficando sob ônus das distribuidoras de energia elétrica.

Portanto, conforme se pode observar, é tema de notória relevância a definição de metas de perdas não técnicas de energia, de tal sorte a promover a adequada sinalização de eficiência para as distribuidoras de energia e não repassar aos usuários custos considerados ineficientes.

Mas cabe o questionamento. Será que este comportamento é pontual ou a metodologia de *yardstick competition* estaria mal calibrada ao longo do tempo? Ainda é muito cedo para avaliar os resultados da metodologia vigente, em vigor desde janeiro de 2022. Por esse motivo, analisa-se os resultados regulatórios obtidos até o ano de 2021.

A Figura 4 demonstra a evolução das Perdas Não Técnicas Real e Regulatória desde que a regulação por incentivos para PNT se intensificou, isto é, a partir do 2º CRTP, em 2007. O que se observa é um valor apurado de perdas comerciais é sistematicamente superior à meta regulatória. E mais, a diferença aumenta com o decorrer do tempo, demonstrando uma incapacidade das empresas em responder aos estímulos regulatórios.

⁹ Estimativa própria a partir da consulta aos 53 processos de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras de energia ocorridas no ano de 2022.

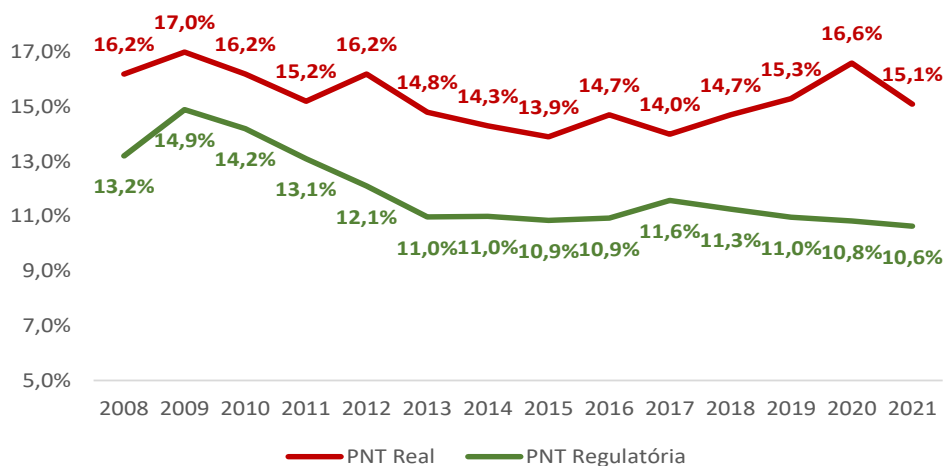


Figura 4. Evolução das Perdas Não Técnicas Real e Regulatória.

Fonte: Elaboração própria. Relatório de Perdas de Energia, ANEEL, contabilizando-se todas as distribuidoras de energia do Brasil. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>. Consulta feita em julho de 2023.

A Figura 5 demonstra a evolução das distribuidoras de grande porte¹⁰, segundo cumprimento de meta de Perdas Não Técnicas. Essas 36 distribuidoras perfazem a grande maioria do mercado de distribuição de energia do país, ou seja, 98,8% do mercado e 98,8% das unidades consumidoras, de acordo com dados de maio/22 a abril/23 (ANEEL, 2022c). Note que, nos últimos anos, mesmo após mais de uma década de regulação com fortes incentivos, menos de 1/3 das empresas em análise atingem seus alvos regulatórios de PNT.

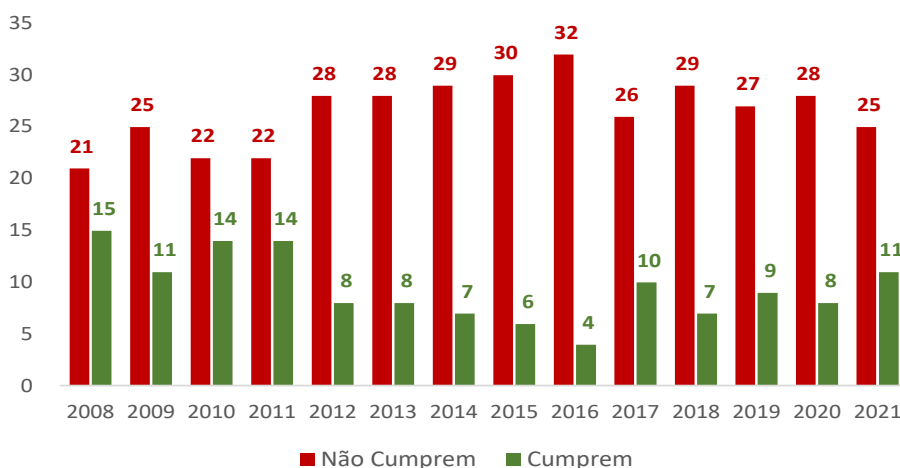


Figura 5. Evolução das empresas de grande porte, segundo cumprimento de meta de Perdas Não Técnicas.

Fonte: Elaboração própria. Relatório de Perdas de Energia, ANEEL, contabilizando-se as distribuidoras de grande porte do Brasil. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>. Consulta realizada em julho de 2023.

¹⁰ Concessionárias com receita anual superior a R\$400 milhões, de acordo com o disposto no Proret 2.6 em vigor.

Ainda, observa-se na Figura 6, que as empresas de grande porte não cumprem a meta em elevada magnitude. Por exemplo, em 2021, 8 das 36 distribuidoras em análise não cumpriram a meta em mais de 5 pontos percentuais (p.p). 16 das 36 (aproximadamente 45% das empresas) descumprem a meta em mais de 3 p.p.



Figura 6. Níveis de descumprimento das metas de PNT para empresas de grande porte.

Fonte: Elaboração própria. Relatório de Perdas de Energia, ANEEL, contabilizando-se as distribuidoras de grande porte do Brasil. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>. Consulta feita em julho de 2023.

Os resultados dessa condição são, no mínimo, dois (mais explícitos). O primeiro aspecto está relacionado à parcela reconhecida na tarifa, que acaba por aumentar o preço da energia para os demais consumidores. Em outras palavras, em regiões em que há elevado furto de energia, as tarifas tendem a ser mais altas, sendo que consumidores que não furtam, pagam por aqueles que o fazem. Logo, há um ciclo vicioso, cujas tarifas elevadas impulsionam os usuários ao furto ou à inadimplência.

O segundo aspecto diz respeito a saúde econômico-financeira da distribuidora, já que a parcela repassada na tarifa, no geral, não é suficiente para arcar com todo o prejuízo das empresas devido aos furtos/fraudes. Consequentemente, em casos de permanência dessa situação por um longo período, as distribuidoras podem começar a apresentar problemas de caixa, os quais podem comprometer a continuidade do serviço prestado.

Em maio de 2023 o Grupo Light, controlador da distribuidora de energia que atende à cidade do Rio de Janeiro, entrou com pedido de recuperação judicial (TJRJ, 2023). Embora os arranjos jurídicos não afetem o negócio específico de distribuição, um alerta foi dado, já que uma das principais razões para a situação atual da Companhia é o elevado nível de perdas não técnicas da área de concessão.

Conforme a própria empresa alega, uma das principais causas do desbalanço das PNT são as localidades tratadas como ASRO, devido o Estado não se fazer

presente (Light, 2020), sendo impossibilitado, portanto, ações disciplinadoras de mercado por parte do concessionário.

2.3.

Considerações sobre o capítulo

De acordo com o que foi observado neste capítulo, a regulação por incentivos para o tema das PNT é aplicada há mais de quinze anos, e até hoje pode-se suspeitar da efetividade das metodologias estabelecidas pelo Regulador. Do ensaio realizado sobre Análise de Resultado Regulatório (ARR), ficam duas constatações:

1. As metodologias para estabelecimento das metas de PNT homologadas ao longo do tempo não podem ser consideradas eficientes, uma vez que fixam metas inalcançáveis, em que pese o forte estímulo ao alcance dos patamares regulatórios, com cifras bilionárias sendo arcada pelos acionistas das empresas a cada ano.
2. Há lacuna regulatória explícita para tratar o tema das perdas comerciais em concessões com forte presença de ASRO, o que pode até vir a prejudicar seriamente a saúde financeira das distribuidoras de energia que fazem o atendimento em áreas complexas.

Por meio da atualização metodológica procedida pela ANEEL a partir de 2022, o regulador buscou cobrir esses dois pontos. Mas entende-se que os esforços ainda não são suficientes, conforme será demonstrado no próximo capítulo, que avalia criticamente a metodologia vigente para estabelecimento dos alvos regulatórios de PNT.

3.

Análise Crítica dos Modelos Vigentes para Estabelecimento de Metas de Perdas Não Técnicas

O Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), na sua revisão 2.0, datada de março de 2015, previa que quatro anos após a homologação daquela versão do normativo, a ANEEL deveria proceder com a atualização metodológica, considerando base de dados mais recente. Já a revisão geral da metodologia era prevista para acontecer apenas em 2023, ocasião em que seria estabelecido novo índice de complexidade das áreas de concessões, quando as informações do Censo 2020 já estivessem disponíveis para análises (ANEEL, 2015).

Neste intuito, em 2019 a ANEEL instaurou a Consulta Pública (CP) nº 018/2019, com foco na atualização dos modelos C, G e K e revisão/aprimoramentos das regras de aplicação. Na CP nº 18/2019, ao considerar informações mais recentes para os modelos econométricos C, G e K, a ANEEL constituiu bases de dados entre 2004 e 2014/2015.

Isto é, alcançou uma parca atualização das informações, que datavam originalmente até o ano de 2013. Além disso, a Agência verificou que a variável violência, presente no modelo K, tornou-se não significativa. Dada a similaridade entre as especificações dos modelos C e K sem a variável violência, a Agência pontuou que manter estes dois modelos significaria dar um peso maior a uma mesma gama de resultados, o que levou ao Regulador a considerar a exclusão do modelo K (ANEEL, 2020).

Na ocasião, os Agentes do Setor Elétrico, em contribuições à CP nº 18/2019, entenderam que era necessária a busca de novas variáveis que refletissem a dimensão de violência no Índice de Complexidade Socioeconômica (IC), pois a atualização proposta pela ANEEL excluiria o único modelo com esse atributo. Aliás, naquela oportunidade, as contribuições alertaram, de uma forma geral, para a necessidade de incorporação de novos atributos para os modelos econométricos que definem os alvos regulatórios de PNT e RI.

Desta forma, a ANEEL decidiu pela antecipação da discussão metodológica, instaurando a Consulta Pública nº 029/2020, com conteúdo exposto na Nota

Técnica nº 046/2020 (ANEEL, 2020). Utilizando um método de seleção de variáveis LASSO (*Least Absolute Shrinkage and Selection Operator*)¹¹, a Agência propôs três novas especificações de modelos (X, Y e Z), com variáveis distintas às adotadas nos modelos C, G e K, mas, ainda assim, alicerçadas pela variável subnormal em todos eles.

Na análise das contribuições recebidas à CP nº 029/20, a Agência identificou críticas à sua proposta, principalmente em relação: (i) à desatualização das bases de dados; (ii) os frequentes valores *missing data* (ausência de dados); (iii) ao método de seleção de variáveis LASSO e (iv) uso da estatística R^2 para escolha dos modelos (ANEEL, 2021).

Foi então que a Agência estudou o tema ao longo de 2021 e propôs a metodologia que se encontra vigente. Ou seja, no fechamento da Consulta Pública nº 029/2020, por meio da Nota Técnica (NT) nº 099/2021 (ANEEL, 2021), a ANEEL trouxe à tona uma nova proposta metodológica, bastante disruptiva em relação (i) à metodologia vigente entre 2015 e 2021, (ii) à proposta de atualização metodológica disposta na CP 018/19 e (iii) à proposta metodológica que pautou a 1ª fase da CP 029/20.

A metodologia vigente foi aprovada pela Diretoria da Agência em reunião pública ocorrida no dia 07/12/2021, para determinação dos níveis regulatórios de Perdas Não Técnicas (PNT) para o segmento de distribuição de energia elétrica.

Em linhas gerais, pode-se inferir que os alicerces da metodologia vigente são essencialmente aqueles vinculados à metodologia anterior: (i) utiliza-se modelos de dados em painel contemplando variáveis socioeconômicas; (ii) determina-se modelos os econométricos considerando os efeitos aleatórios; (iii) computa-se os dados em Índices de Complexidade sem considerar as heterogeneidades; (iv) calcula-se a matriz de probabilidade de comparação entre as empresas, sendo (v) a meta definida para cada modelo como o mínimo dado pela comparação entre as perdas praticadas pela empresa em análise em relação aos seus *benchmarks*, ponderado pela probabilidade de comparação entre as unidades de análises.

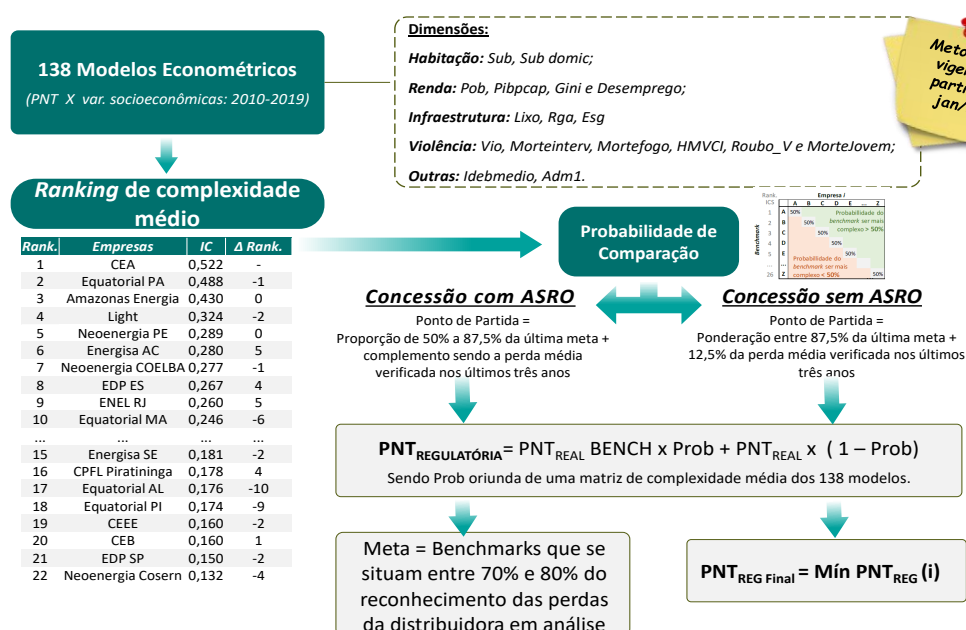
¹¹ O método LASSO é uma técnica de regressão que introduz uma penalização para reduzir a magnitude dos coeficientes de regressão. Ele ajuda na seleção automática de variáveis, eliminando aquelas que são irrelevantes para o modelo final. Isso evita o *overfitting* e contribui para a interpretabilidade do modelo. É recomendada sua utilização para regressões lineares do tipo *cross section*.

Contudo, pode-se citar alterações relevantes, sendo as (os) principais (i) a atualização da base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) a imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural; (iii) a mudança do método de seleção de variáveis e de modelos; (iv) o estabelecimento de 138 modelos em substituição aos três que vigoraram entre set/2015 e dez/2021; e (v) o tratamento específico para concessões que tenham Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) em suas áreas de atuação.

É importante destacar que esta metodologia também define outro importante *driver* da receita requerida das distribuidoras de energia: a inadimplência regulatória (ou estrutural), também conhecida como Receitas Irrecuperáveis (RI).

A Figura 7 demonstra a síntese da metodologia vigente para estabelecimento das metas de PNT. Com base em dezessete variáveis alocadas em cinco dimensões – habitação, renda, infraestrutura, violência e outros –, a ANEEL obtém 138 modelos econométricos utilizando-se dados em painel de 2010 a 2019, calculando-se um Índice de Complexidade (IC) único de acordo com a média dos modelos obtidos.

Via testes de *t-Student*, calcula-se a matriz de probabilidade da complexidade entre as distribuidoras. A regra de aplicação é desagregada entre concessões ordinárias, sem presença de ASRO, e concessões específicas, com presença de áreas de risco.



ASRO: Áreas com Severas Restrições Operativas.

Figura 7. Síntese da Metodologia Vigente para Estabelecimento das Metas de PNT.

Fonte: Elaboração própria.

Para concessões sem presença de ASRO, o ponto de partida é dado pela ponderação de 12,5% da média do nível de PNT praticado pela empresa nos últimos 4 anos civis e de 87,5% da meta de PNT determinada para o ciclo tarifário anterior. Já a meta é dada a partir do menor valor ponderado oriundo da multiplicação das perdas da concessionária e de seus potenciais *benchmarks* pelas probabilidades de comparação com a empresa em análise.

Para concessões com presença de ASRO, o ponto de partida passa a ser definido por uma ponderação da meta anterior – que pode oscilar entre 50% e 87,5% – somada à ponderação do nível médio de PNT dos últimos 3 anos – com peso complementar ao anteriormente definido. Por sua vez, a meta é definida por meio de uma análise dos *benchmarks* que estejam entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da concessionária em avaliação.

Em que pesem os avanços da Agência no intuito de buscar aprimorar os modelos que vigoraram no setor elétrico entre 2015 e 2021, a metodologia em cena desde janeiro de 2022 peca em diversos aspectos. Na sequência, enquanto apresenta-se a metodologia vigente em maiores detalhes, tece-se crítica construtiva à sua concepção.

3.1.

Base de Dados: Painel 2010 a 2019

Com o condão de promover atualização da base de dados para estimativas de novos modelos econométricos, a ANEEL concebeu 33 variáveis candidatas às especificações para o período de 2010 a 2019. A Tabela 3 ilustra os atributos testados pela ANEEL para composição dos modelos econométricos vigentes para estabelecimento de alvos de PNT.

Tabela 3. Variáveis testadas pela ANEEL para composição dos modelos econométricos vigentes para PNT.

Variável	Descrição	Fonte
Adm1	Alta densidade de morador (mais de 3 moradores por dormitório)	IBGE
Eem	Evasão do ensino médio	IBGE
Lixo1	Domicílios urbanos com coleta de lixo (direta + indireta)	IBGE
Lixo2	Domicílios urbanos com coleta de lixo (direta)	IBGE
Rga	Domicílios com rede geral de água	IBGE
Pob	Pessoas em domicílios com renda per capita até 1/2 salário mínimo	IBGE
Sub	Pessoas em domicílios subnormais	IBGE
Sub_domic	Domicílios subnormais (prévia do Censo 2020)	IBGE
EficOper2	PMSO real / PMSO regulatório	ANEEL
Vio	Homicídios (óbitos por agressão)	DATASUS
Gini	Índice de desigualdade (Gini)	IBGE
Inad_pf	Inadimplência Setor de Crédito (pessoa física)	BACEN
Inad	Inadimplência Setor de Crédito	BACEN
Hmvt	Homicídios (mortes violentas)	DATASUS
Ucbr_ucb1	UC Baixa renda / UC Baixa Tensão	ANEEL
Mbr_mb1	Mercado baixa renda / mercado residencial	ANEEL
Furto_v	Furto de veículo	Ministério da Justiça
Homi_dolo	Homicídio doloso	Ministério da Justiça
Les_mort	Lesão corporal seguida de morte	Ministério da Justiça
Roubo_v	Roubo de veículo	Ministério da Justiça
Latro	Latrocínio	Ministério da Justiça
Esg	Esgotamento sanitário	IBGE
Pib_pc_at	PIB <i>per capita</i> atualizado	IBGE
Idebmedio	Índice de Desenvolvimento da Educação Básica médio	IBGE
Part_agro	Participação do PIB agropecuário	IBGE
Part_ind	Participação do PIB industrial	IBGE
Poprural	População rural	IBGE
Mortefogo	Morte por Arma de fogo	DATASUS
Morteinterv	Morte por intervenção policial	DATASUS
Mortejovem	Morte de jovem	DATASUS
Int_agre	Internações por agressão	DATASUS
Pib_capita	PIB <i>per capita</i>	IBGE
Desemprego	Desemprego (1º trimestre)	IBGE

Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados disponibilizada pela ANEEL no âmbito da CP 029/20.

Inicialmente, por inspeção, salta aos olhos a tentativa da ANEEL em obter novas dimensões para tratamento da complexidade socioeconômica nas concessões. Por exemplo, incorporou-se variáveis a serem testadas que buscam refletir a precariedade do agregado familiar (como Adm1 – alta densidade de moradores por dormitório; Rga – acesso à rede geral de abastecimento de água e Esg – presença de esgotamento sanitário domiciliar).

De forma similar, buscou-se inserir dimensões de renda, por meio das variáveis PIB *per capita*, PIB agropecuário, PIB industrial e Desemprego. Ainda tentou-se retratar o nível de escolaridade os indivíduos, por meio de dados como evasão escolar (*Eem*) e IDEB (Índice de Desenvolvimento da Educação Básica) médio.

Também tentou-se refletir a dimensão violência nos modelos. Foram incorporadas 10 variáveis para esta dimensão: além da variável óbitos por agressão, presente no finado modelo K, se coletou dados de latrocínio, roubo de veículos, lesão corporal, entre outras.

Até aqui, pode-se até questionar relação de causalidade entre perdas de energia e determinadas variáveis – como o PIB agropecuário, por exemplo -, mas em linhas gerais, é louvável o esforço da Agência em tentar refletir dimensões que não estavam inseridas nos modelos econométricos à época.

Contudo, quatro fatos chamam a atenção na base de dados testada e que são cruciais para determinação modelos assertivos.

1 – Dimensão de subnormalidade

O fato mais relevante na construção da base de dados refere-se à caracterização da dimensão de subnormalidade. A ANEEL propôs trabalhar com duas variáveis, a *Sub*, que reflete pessoas habitando em domicílios subnormais, variável oriunda do Censo de 2010, e a *Sub_domic*, que busca refletir a quantidade de domicílios subnormais no Brasil, segundo estimativas divulgadas em 2019.

Vale ressaltar que a variável *sub_domic* foi obtida a partir do mapeamento preliminar dos aglomerados subnormais do Brasil, divulgado pelo IBGE, como preparação para a operação do Censo Demográfico 2020 (IBGE, 2020), adiado para 2022 em razão da pandemia de COVID-19 (IBGE, 2021a).

Trata-se, dessa forma, de uma antecipação de resultados, o que objetiva fornecer à sociedade informações para o enfrentamento da pandemia do Coronavírus, informações especialmente importantes para áreas vulneráveis das cidades brasileiras.

Para dimensionar a variável *sub_domic*, o IBGE visitou *in loco* algumas localidades e, para outras – a maioria do universo -, foram feitas estimativas menos precisas, amostrais, sempre usando as melhores informações disponíveis, como imagens de satélite, por exemplo (IBGE, 2020). De tal sorte que a variável

sub_domic deveria ter caráter precário, porém foi utilizada na metade dos modelos obtidos pela ANEEL, conforme será demonstrado na seção 3.3.

É importante ressaltar que o próprio IBGE não recomenda a utilização destes dados para fins de comparação com os resultados do Censo Demográfico 2010. A indicação é aguardar a realização e consolidação dos dados do Censo Demográfico 2020 (IBGE, 2020). Nas palavras do Instituto:

*“Podem ser encontradas, nesta versão, diferenças de nome do aglomerado, extensão e sua classificação, pois estes dados ainda serão validados junto às prefeituras por meio de Reuniões de Apoio ao Censo – REPAC durante o processo de preparação do Censo Demográfico 2020. Novas áreas definidas que não constavam em versões passadas neste momento estão sendo atualizadas para permitir uma comparação em futuras divulgações oficiais do Censo Demográfico 2020. Portanto, **não é recomendado realizar comparações desta base de dados com publicações de Censos passados.**” (Grifo autoral, IBGE, 2020)*

Ainda, deve-se citar que o próprio conceito de subnormalidade não é perene no tempo. Em 2010, o IBGE definiu um aglomerado subnormal como:

“É um conjunto constituído de, no mínimo, 51 unidades habitacionais (barracos, casas etc.) carentes, em sua maioria, de serviços públicos essenciais, ocupando ou tendo ocupado, até período recente, terreno de propriedade alheia (pública ou particular) e estando dispostas, em geral, de forma desordenada e densa” (IBGE, 2010, p. 19).

Agora, de acordo com (IBGE, 2020), o conceito de subnormalidade é:

“Formas de ocupação irregular de terrenos de propriedade alheia (públicos ou privados) para fins de habitação em áreas urbanas e, em geral, caracterizados por um padrão urbanístico irregular, carência de serviços públicos essenciais e localização em áreas que apresentam restrições à ocupação” (IBGE, 2020, p. 3).

Portanto, os conceitos não são plenamente comparáveis, motivo pelo qual a métrica comparativa deve ser avaliada com cautela.

Até entende-se o anseio da Agência Reguladora em buscar retratar dados mais recentes. O mapeamento preliminar indica que, em 2019, os municípios com aglomerados subnormais aumentaram em 124% (passariam de 323 em 2010 para 724 em 2019), a quantidade de aglomerados subnormais cresceu em 108% (de 6,3

mil para 12,1 mil) e os domicílios localizados nessas áreas ampliaram em 59% (de 3,2 milhões em 2010 para 5,1 milhões em 2019). Vide síntese comparativa forçada pelo autor na Tabela 4.

Tabela 4. Quantitativos gerais de aglomerados subnormais no Brasil – 2010 - 2019.

	2010	2019
# municípios com aglomerados subnormais	323	724
# total de aglomerados subnormais	6.329	13.151
# domicílios ocupados em aglomerados subnormais	3.224.529	5.127.747

Fonte: Elaboração própria a partir de (IBGE, 2010) e (IBGE, 2020)

Na Figura 8, observa-se a proporção dos domicílios ocupados em aglomerados subnormais. O destaque fica para o estado do Amazonas, que apresenta a maior subnormalidade em 2019, seguido do Espírito Santo e do Amapá. O estado do Rio de Janeiro, embora apresentasse o 3º maior percentual em 2010, não indicou variação significativa para o ano de 2019.

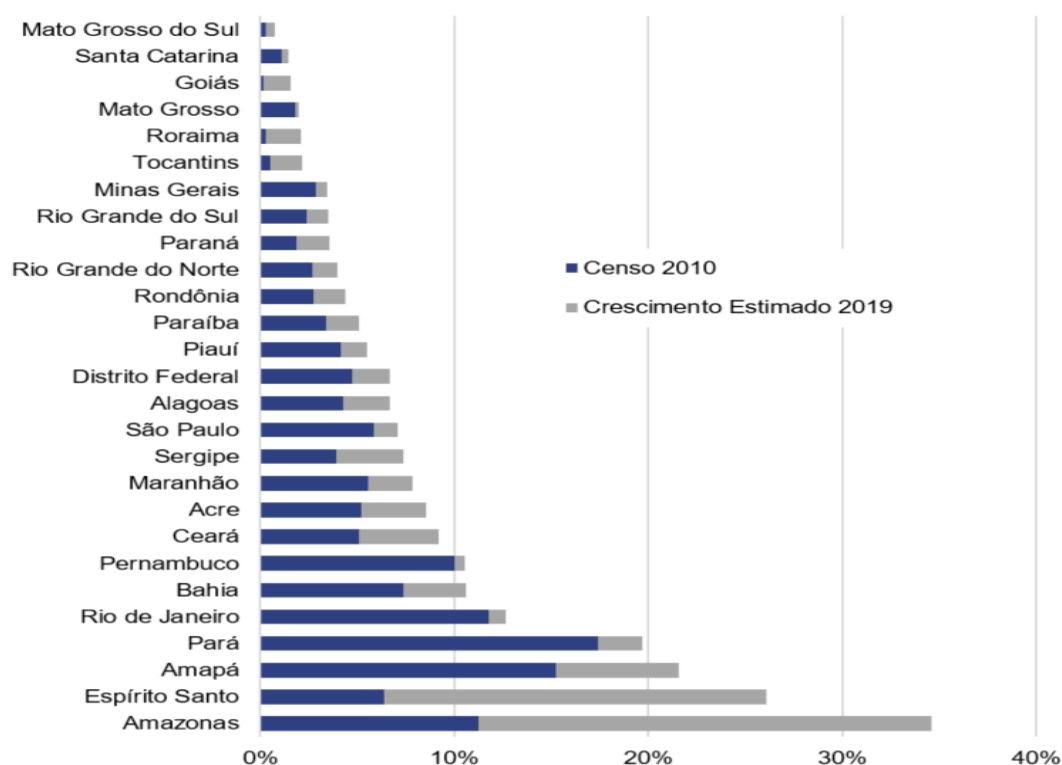


Figura 8. Estimativa do crescimento da proporção de domicílios ocupados em aglomerados subnormais por Unidade da Federação – 2010 – 2019

Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2010) e IBGE (2020).

Em síntese, em que pese o senso comum de que o fenômeno da subnormalidade de fato aumentou no Brasil, torna-se temerária a utilização de variável (i) precária, pois não é oriunda de um Censo Demográfico oficial; (ii) cujo próprio IBGE não recomenda sua comparação com dados de 2010; e (iii) cujo conceito se difere ao longo do tempo.

2 – Ausência de variáveis que reflitam fenômeno das ASRO

Observa-se na base de dados da Aneel uma clara ausência de variável que reflita o fenômeno das ASRO. De fato, esta não é tarefa trivial. A subnormalidade pode ser entendida como a variável que mais se aproxima do fenômeno, mas não o explica totalmente.

Em 1950, o IBGE realizou a primeira contagem da população residente em favelas. Até 1960, o termo “favela” era utilizado por ser de uso corrente no Rio de Janeiro e adotado em outras cidades. Neste período, a definição era baseada total ou parcialmente em 5 características: i) proporções mínimas: número de domicílios superior ou igual a 50; ii) tipo de habitação: predominância de casebres ou barracões de aspecto rústico, construídos principalmente com folhas de flandres, chapa zincada ou materiais similares; iii) condição jurídica da ocupação: construção sem licenciamento e sem fiscalização em terrenos de terceiros ou propriedade desconhecida; iv) serviços públicos: ausência total ou parcial de saneamento básico, energia elétrica e telefone; e v) urbanização: área não urbanizada, sem arruamento, numeração ou emplacamento (Cardoso, 2016).

A partir de 1980, a denominação foi modificada para “setor especial de aglomerado urbano”, sendo aquele com no mínimo 50 domicílios, majoritariamente associados a uma infraestrutura carente e, em geral, localizados em terrenos pertencentes a terceiros, como acontece em favelas, mocambos, palafitas, malocas, entre outros. Ressalta-se que nem sempre os recenseadores seguiam de forma estrita as definições oficiais. Na delimitação dos setores especiais, anterior à aplicação dos questionários, os materiais e os aspectos das construções eram considerados, como no caso dos setores de favela do Rio de Janeiro (Cardoso, 2016).

O setor especial de aglomerado urbano foi transformado em setor especial de aglomerado subnormal para a realização do Censo Demográfico 1991, como resultado de reuniões feitas entre o IBGE, representantes da comunidade acadêmica e de instituições governamentais. Apresentava um certo grau de generalização para

compreender uma ampla gama de assentamentos irregulares existentes no território nacional, como favela, invasão, gruta, baixada, comunidade, vila, ressaca, mocambo, palafita, entre outros (IBGE, 2010).

Em 2010, o IBGE aplicou inovações metodológicas e operacionais, sem alteração do conceito, visando aprimorar a identificação dessas regiões. E em 2019 a denominação de aglomerados subnormais foi aprimorada. Os conceitos de 2010 e 2019 foram demonstrados anteriormente.

Portanto, observa-se que o conceito de aglomerados subnormais passou por alterações ao longo das décadas, buscando se ajustar às novas realidades. Entretanto, ainda se mostra como a melhor estimativa oficial para dados das populações de baixa renda e moradores de favelas.

Mas os dados demonstram que nem toda ASRO é subnormal, e vice-versa, nem toda área subnormal é ASRO. Estas constatações estarão dispostas no capítulo 5.

Pode-se argumentar que as variáveis que explicam violência, desigualdade, renda, precariedade domiciliar, entre outras, complementam a subnormalidade no intuito de estabelecer o fenômeno das ASRO e seus impactos nas PNT. Mas este quadro não reflete as realidades vivenciadas pelas concessionárias, conforme reconhece a própria Agência Reguladora (ANEEL, 2019a).

De tal sorte que é extremamente recomendável que, prévio à realização de uma atualização metodológica, haja uma ampla discussão com a sociedade sobre o fenômeno das ASRO e possíveis variáveis a serem incorporadas nos modelos, caso existam. Este passo ainda não foi trilhado pela ANEEL, em que pese o Regulador conhecer este fenômeno desde 2016, quando do aditivo do contrato da ENEL Rio (ENEL Rio, 2016). E esta dissertação busca endereçar este assunto enquanto esta etapa ainda não é superada.

3 – Projeções simplificadas nos dados

Para se obter regressões com dados em painel de forma consistente, um dos obstáculos que deve ser superado é a concepção de uma base de informações que tenha a característica de os dados estarem distribuídos para todas as unidades de análise no decorrer do tempo.

Acontece que as variáveis que caracterizam o fenômeno das PNT no Brasil são prioritariamente socioeconômicas, altamente dependentes dos Censos

promovidos pelo IBGE, comumente organizados para ocorrerem a cada 10 anos. A grande vantagem das informações dos Censos Demográficos é que estas são desagregadas por município, auxiliando em uma inferência mais assertiva.

De acordo com o demonstrado na Tabela 2, página 29, as variáveis coletadas no Censo pelo IBGE são atualizadas com base na Pesquisa Nacional de Amostra de Domicílios (PNAD), que por sua vez possui abrangência estadual. Este fato é relevante, pois, no Brasil, as concessões de energia elétrica algumas vezes são municipais e outras vezes parcelas de um Estado. Por exemplo, Light, Enel Rio e Energisa Minas Rio são concessões que atendem à totalidade dos municípios do Rio de Janeiro.

Portanto, apesar das semelhanças das definições entre as informações da PNAD e do Censo, as extrapolações das variáveis do Censo, pelo crescimento das variáveis da PNAD, tendem a distorcer a informação com o distanciamento anual do Censo. Desta forma, tem-se um *trade-off*, pois para se obter boas regressões em painel, é necessário ter um horizonte temporal elevado, mas esse vasto horizonte temporal faz com que as atualizações das variáveis se tornem precárias, prejudicando a regressão (Gluzmann, 2015).

Quando a ANEEL lança mão de uma base de dados de 2010 a 2019, por certo que as informações do final da série são potencialmente precárias, justo no ano em que o Regulador buscará construir o Índice de Complexidade (no caso em tela 2019). Tanto é verdade esta constatação, que muitas variáveis têm lacunas de dados oficiais para anos mais recentes, cujas complementações são realizadas pela ANEEL por método questionável, conforme será visto na próxima seção.

E mais, as variáveis chaves dos 138 modelos obtidos pela ANEEL referem-se à dimensão de subnormalidade. Ora, este mapeamento dos aglomerados subnormais apenas é realizado nos Censos demográficos. Para os anos intermediários, na ausência de variável sequer similar nas PNADs, a ANEEL apenas atualiza o nível de subnormal de 2010 de acordo com o crescimento populacional.

Este procedimento se mostrou inconsistente, conforme pôde-se observar na Figura 8, página 44. O estado do Amazonas, por exemplo, está na iminência de ser demonstrado o triplo de subnormalidade que aquela verificada no Censo de 2010, caso o exercício do IBGE realizado em 2019 se confirme nos resultados do Censo de 2023.

Por fim, note o equívoco cometido na última revisão metodológica. Como a *Sub_Domic* é mapeada, de forma preliminar, apenas para o ano de 2019, os anos de 2018 até 2010 foram extrapolados de forma linear até atingir o patamar do Censo de 2010. Ou seja, a variável *Sub_Domic* é forçada a existir nos anos pretéritos para que se componha o painel de observações.

Na Tabela 5 observa-se o caso do painel de dados para o Estado do Amazonas para as variáveis *Sub* e *Sub_Domic*. A primeira cresce timidamente, devido apenas ser ponderada pela dinâmica populacional. A segunda cresce a uma taxa de 2,4 pontos percentuais, de tal sorte a sair do patamar de 2010 e atingir a estimativa precária de 2019.

Tabela 5. Projeções de aglomerados subnormais *Sub* e *Sub_Domic* no Amazonas entre 2010 e 2019.

Amazonas	Sub	Sub_Domic
2010	10,96%	10,58%
2011	10,97%	12,97%
2012	10,97%	15,35%
2013	10,98%	17,77%
2014	10,98%	20,18%
2015	10,99%	22,59%
2016	10,99%	25,01%
2017	11,00%	27,43%
2018	11,00%	29,88%
2019	11,01%	32,32%

Fonte: Elaboração própria a partir da BD ANEEL CP 029/20 (ANEEL, 2021).

4 – Estrutura da base de dados:

Outro ponto que chama a atenção é que a base de dados utilizada para a estimação dos modelos vigentes contém 67 distribuidoras distintas representadas, resultado da permanência de empresas que deixaram de existir devido a união de determinadas concessões. Desta forma, determinadas localidades são representadas isoladamente e agregadas nos modelos econométricos, a exemplo da Tabela 6.

Tabela 6. Unidades de Análise da BD de PNT.

Código	Distribuidora na BD	Distribuidora Atual	Código	Distribuidora na BD	Distribuidora Atual
D15	Energisa TO	Energisa TO	D24	CJE	CPFL Santa Cruz
D02	Amazonas Energia	Amazonas Energia	D25	MOCOCA	
D03	ENEL RJ	ENEL RJ	D26	CPFL STA CRUZ	
D04	EDP SP	EDP SP	D34	CPEE	
D07	CEA	CEA	D37	CSPE	
D60	Light	Light	D66	CPFL Santa Cruz	
D06	CAIUA	Energisa Sul-Sudeste	D01	RGE SUL	RGE Sul
D22	CFLO		D62	RGE	
D27	CNEE		D67	RGE Sul	
D41	EDEV		D05	BOA VISTA	Roraima Energia
D42	BRAGANTINA		D21	CERR	
D65	Energisa Sul-Sudeste		D68	Roraima Energia	

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a Energisa Sul-Sudeste¹², a CPFL Santa Cruz¹³, a RGE Sul¹⁴ e a Roraima Energia¹⁵ possuem tanto informações para a concessão agregada quanto para as antigas distribuidoras na base de dados. De tal sorte que essas concessões possuem maior peso na estimação dos parâmetros dos modelos, pois foram consideradas equivocadamente desagregadas (ou até mesmo repetidas) na estimação.

Informa-se que, na época em que o estudo foi realizado, o Brasil possuía 53 distribuidoras de energia elétrica.

3.2. Imputação de Dados Faltantes

Antes de entrar no mérito propriamente dito das técnicas utilizadas e dos modelos selecionados, chama a atenção uma relevante alteração adotada pela Agência – que não era utilizada na metodologia anterior -, que é o uso do método *spline natural* para imputação de valores ausentes nas séries dos dados. Trata-se de uma interpolação cúbica segmentada, que utiliza uma aproximação por polinômios seccionados de grau 3 (Catmull et al, 1974).

¹² Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016, processo 48500.005669/2016, que autoriza a criação da Energisa Sul Sudeste, mediante fusão de cinco distribuidoras.

¹³ Resolução Autorizativa nº 6.723/2017. Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

¹⁴ Resolução Autorizativa nº 7.499/2018. Autoriza o agrupamento das áreas de concessão das empresas RGE Sul e RGE a partir de 1º de janeiro de 2019.

¹⁵ No processo de desestatização da Roraima Energia, que pertencia ao Grupo Eletrobras e atendia apenas a capital, Boa Vista, ficou determinado a incorporação dos ativos da CERR, distribuidora que atendia ao interior do estado de Roraima.

O método permite que a função tenha continuidade e siga uma polinomial, ou seja, é possível interpolar valores anteriores e futuros à amostra disponível, como no exemplo simulado na Figura 9 – Exemplo de aplicação do método *spline natural*.

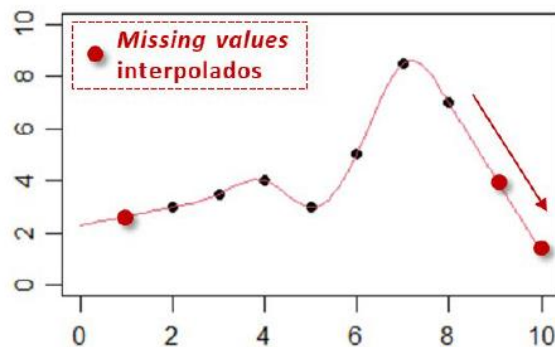


Figura 9. Exemplo de aplicação do método *Spline Natural*.

Fonte: Elaboração própria, utilizando-se o software R.

Observa-se que a interpolação de valores em anos dos extremos do período pode resultar em observações incoerentes, visto que não se trata de um método de previsão, e sim de um método para encontrar um polinômio que conecte todos os pontos.

Alguns exemplos práticos da temerária utilização do método *spline* para interpolação de dados pode ser demonstrado para a variável Índice de Gini (*gini*). No exemplo da Figura 10, demonstra-se a “interpolação” da variável Gini entre 2018 e 2019 para a distribuidora COELBA (Bahia) e o CEA (Amapá), segundo ANEEL. É razoável supormos que o método superestimou a desigualdade nesses estados, pois os pontos desconhecidos tomaram valores que saíram completamente da tendência histórica.

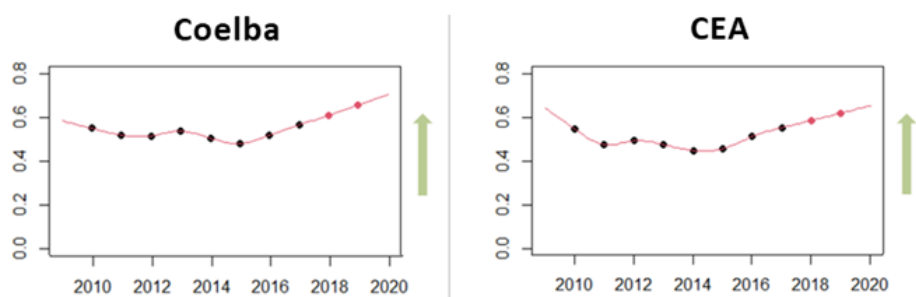


Figura 10. Método spline natural aplicado na variável Gini

Fonte: Elaboração própria, a partir da BD disponibilizada pela ANEEL para a CP 29/20.

Um ponto de alerta é que, assim como na metodologia anterior, o Índice de Complexidade para cada distribuidora é construído com base no ano mais recente disponível para cada variável. Desta forma, valores inconsistentes em 2019 são críticos, pois são as informações utilizadas para construção dos IC.

3.3.

Método de Seleção dos Modelos Econométricos

Em linhas gerais, a ANEEL partiu das 33 variáveis demonstradas anteriormente. Selecionou-se modelos a partir de combinações de 3 a 5 variáveis, priorizando-se modelos que apresentassem: (i) menores estatísticas RMSE (*Root Mean Square Error*) por distribuidora; (ii) considerassem 4 dimensões importantes: habitação, renda, infraestrutura e violência; e (iii) possuísem a variável *sub* ou a *sub_domic*. Por fim, selecionou-se 138 modelos utilizados para o cálculo das metas.

O procedimento adotado encontra-se disposto na Figura 11. A ANEEL considerou que todos os 138 modelos têm heterogeneidades com efeitos aleatórios, embora não tenha feito nenhum teste para comprovação desta hipótese, o que é uma fragilidade metodológica, foco de análise na próxima seção.

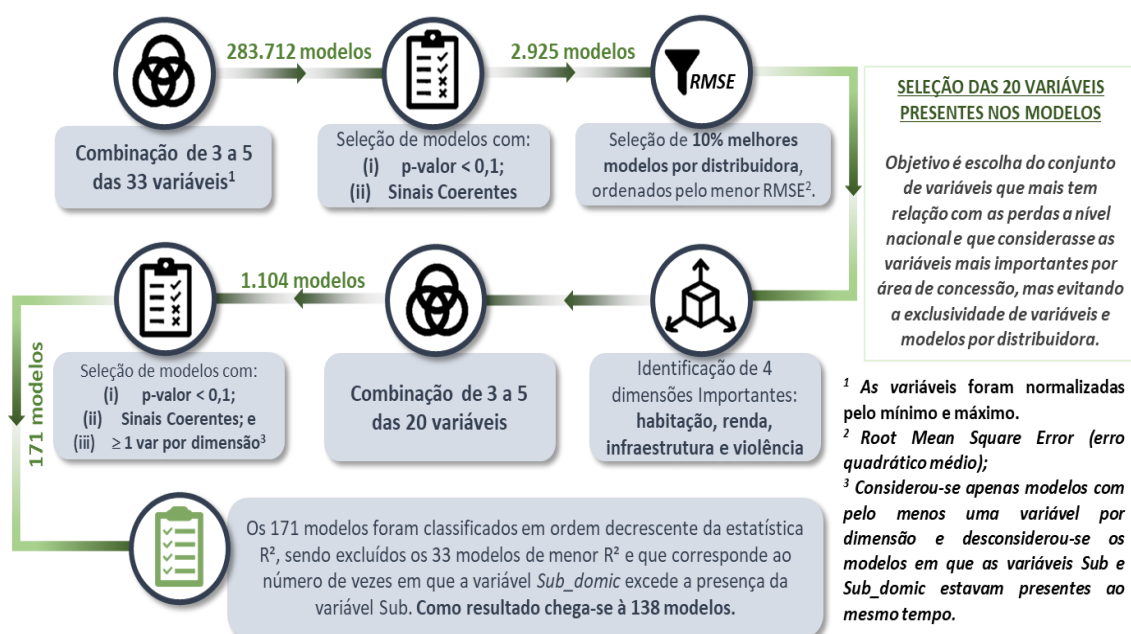


Figura 11. Seleção de modelos para o cálculo do Índice de Complexidade segundo Metodologia Vigente.

Fonte: Elaboração própria.

Dos 33 atributos originalmente testados, foram pré-selecionadas 20 variáveis que mais apareciam nas especificações dispostas nos passos iniciais. Após avanço do processo de seleção de modelos proposto pela ANEEL, foram resultantes 17 variáveis para comporem os 138 modelos finais, quais sejam:

Habitação: *Sub, Sub_domic;*

Renda: *Pob, Pibpcap, Gini e Desemprego;*

Infraestrutura: *Lixo, Rga, Esg;*

Violência: *Vio, Morteinterv, Mortefogo, HMVCI, Roubo_V e MorteJovem;*

Outras: *Idebmedio, Adm1.*

A incidência das variáveis nos 138 modelos é demonstrada na Figura 12. Note que a variável que mais está presente nos modelos após as dimensões de subnormalidades é a Rga, presente em 107 dos 138 modelos, seguida do índice de Gini, que consta em 80 especificações. Aliás, corrobora-se com a constatação demonstrada na seção 3.1, de que uma variável com dimensão estadual (Gini) define modelos para concessões distintas dentro de uma única unidade federativa. E adiciona-se a preocupação de que esta variável tem dados imputados pelo método do *spline natural* para os anos finais da série, isto é, 2018 e 2019, sendo este último utilizado para composição do IC.

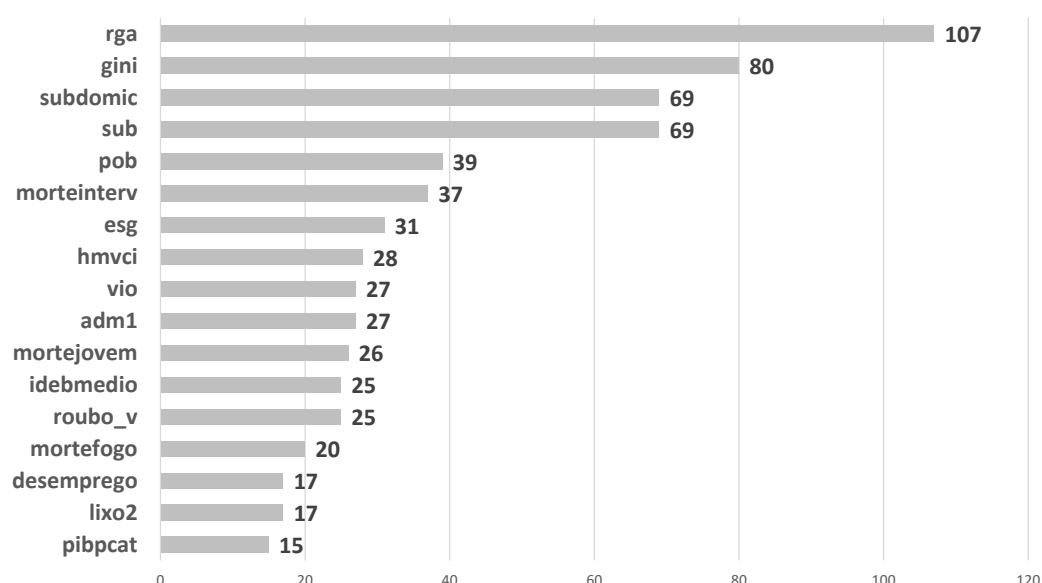


Figura 12. Incidência das variáveis socioeconômicas nos 138 modelos vigentes.

Fonte: Elaboração própria.

Alguns exemplos de especificações finais podem ser demonstrados na Tabela 7, lembrando que 69 modelos têm a variável *sub* como mais relevante e outras 69 regressões têm a variável *sub_domic* como alicerce.

Tabela 7. Exemplos de variáveis explicativas para composição dos modelos finais selecionados pela ANEEL.

PNT = adm1 + rga + sub + gini + roubo_v	PNT = rga + sub + gini + mortefogo	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + gini + mortefogo
PNT = adm1 + sub + gini + roubo_v + esg	PNT = sub + gini + esg + morteinterv	PNT = rga + sub_domic + gini + idebmedio + mortefogo
PNT = adm1 + rga + sub + gini + morteinterv	PNT = pob + sub + hmvci + esg + morteinterv	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + gini + mortejovem
PNT = adm1 + rga + sub + gini + hmvci	PNT = pob + sub + esg + morteinterv	PNT = rga + sub_domic + gini + roubo_v + mortejovem
PNT = adm1 + rga + sub + vio + gini	PNT = rga + pob + sub + roubo_v + idebmedio	PNT = rga + sub_domic + vio + gini
PNT = adm1 + rga + sub + gini + mortejovem	PNT = rga + sub + roubo_v + idebmedio + desemprego	PNT = lixo2 + rga + pob + sub_domic + vio
PNT = adm1 + rga + sub + gini + mortefogo	PNT = rga + pob + sub + hmvci	PNT = rga + sub_domic + gini + idebmedio + mortejovem
PNT = adm1 + sub + gini + esg + morteinterv	PNT = rga + pob + sub + mortejovem	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + gini + roubo_v + mortefogo
PNT = adm1 + sub + gini + hmvci + esg	PNT = rga + pob + sub + vio	PNT = rga + pob + sub_domic + gini + mortejovem
PNT = adm1 + sub + gini + esg + mortejovem	PNT = sub + hmvci + esg + pib_pc_at + morteinterv	PNT = rga + pob + sub_domic + hmvci + idebmedio
PNT = adm1 + sub + vio + gini + esg	PNT = sub + esg + pib_pc_at + morteinterv + mortejovem	PNT = lixo2 + rga + pob + sub_domic + mortejovem
PNT = adm1 + sub + gini + esg + mortefogo	PNT = rga + sub + hmvci + idebmedio + desemprego	PNT = lixo2 + rga + pob + sub_domic + mortefogo
...		
PNT = rga + sub + vio + gini + pib_pc_at	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + vio + gini	PNT = rga + sub_domic + gini + idebmedio + morteinterv
PNT = pob + sub + gini + esg + morteinterv	PNT = rga + sub_domic + gini + roubo_v + idebmedio	PNT = rga + pob + sub_domic + hmvci + morteinterv
PNT = rga + sub + gini + pib_pc_at + mortejovem	PNT = adm1 + sub_domic + gini + roubo_v + esg	PNT = pob + sub_domic + vio + gini + esg
PNT = sub + vio + gini + esg + morteinterv	PNT = rga + sub_domic + vio + gini + idebmedio	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + mortefogo + desemprego
PNT = sub + gini + esg + pib_pc_at + morteinterv	PNT = rga + sub_domic + gini + hmvci	PNT = rga + pob + sub_domic + vio + morteinterv
PNT = rga + sub + vio + gini	PNT = rga + sub_domic + vio + gini + roubo_v	PNT = lixo2 + rga + pob + sub_domic + morteinterv
PNT = rga + sub + gini + pib_pc_at + mortefogo	PNT = lixo2 + rga + pob + sub_domic + hmvci	PNT = lixo2 + rga + sub_domic + gini + morteinterv
PNT = rga + pob + sub + gini + mortejovem	PNT = rga + sub_domic + gini + hmvci + roubo_v	PNT = rga + pob + sub_domic + idebmedio + morteinterv
PNT = rga + sub + gini + mortejovem	PNT = adm1 + pob + sub_domic + esg + mortefogo	PNT = adm1 + pob + sub_domic + esg + morteinterv

Fonte: Elaboração própria.

Até o presente momento, poder-se-ia questionar a(s) (i) necessidade de se pré-definir dimensões para escolha de especificações, (ii) a controversa seleção de modelos para definir as 20 variáveis que mais frequentam as regressões, ou até mesmo (iii) as métricas para determinar regressões que mais prosperam exclusivamente pelo R^2 e controle de sinais esperado. (Correia et al, 2021), por exemplo, endereça este tema propondo metodologia para seleção automática de

modelos para dados em painel. A revisão da métrica de seleção de modelos em si não é objeto deste estudo.

Porém, no mínimo dois pontos chamam a atenção na abordagem empregada pela ANEEL: (i) o elevado número de modelos e a complexidade envolvida; (ii) utilização de variável não oficial para composição da metade das especificações.

1 – Escolha de 138 modelos:

Quando o regulador decide adotar técnicas de *benchmarking*, no intuito de emular um ambiente competitivo para um serviço típico de monopólio natural, uma das informações mais importantes para as empresas reguladas é a identificação de quem é seu par/*peer* de eficiência (Shleifer, 1985; Leite et al., 2020).

Este procedimento era claro quando da aplicação da metodologia anterior, pois os modelos C, G e K, cada um deles, determinava um *benchmarking* específico, em que pese a meta final ser a média dos alvos determinados por essas três especificações.

A Tabela 8 demonstra uma aplicação da metodologia anterior, modelos C, G e K, e os *benchmarks* selecionados no âmbito da revisão tarifária periódica da Energisa Paraíba, que ocorreu em agosto de 2021. Note que a concessionária que está em processo de revisão tem claro que seus alvos de eficiência, ou seja, seus pares mais eficazes são a Energisa Sergipe (ESE), segundo o modelo C, e a COSERN, de acordo com os modelos G e K.

Tabela 8. Aplicação metodológica anterior e *benchmarks* selecionados pelos modelos C, G e K.

Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Empresa Benchmark	ESE	COSERN	COSERN
PNT/BT Benchmark	8,91%	7,15%	7,15%
PNT/BT CELPE - Referência ciclo anterior	9,22%	9,22%	9,22%
Probabilidade de Comparação	66,98%	24,42%	37,64%
PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark	9,01%	8,72%	8,44%
PNT/BT Média dos Benchmarks (medido)		8,72%	
Ponto de Partida		8,72%	
Ponta de Chegada		8,72%	
PNT/BT Meta (medido)		8,72%	

Fonte: Elaboração própria, Nota Técnica nº 185/21-SGT ANEEL.

O fato demonstrado anteriormente é muito importante, pois o controlador do grupo econômico terá todo o estímulo a aportar investimentos, adotar técnicas,

compor equipes que busquem refletir a eficiência de seu par. Esta é a essência do *yardstick competition*.

Quando a partir de 2022 a ANEEL opta pela seleção de mais de uma centena de modelos, para extrair uma matriz de complexidade média, cai por terra o preceito balizador de técnica de *benchmarking*. O dado médio pode não refletir uma empresa em si, mas as características de uma gama de empresas cujas boas práticas não podem ser mapeadas de forma direta.

Em suma, a metodologia vigente é demasiadamente complexa, não permitindo avaliação prática comparativa da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

2 – Utilização de dados não oficiais:

Como o método de *benchmarking* é, por definição, comparativo, as variáveis *Sub* e *Sub_domic* se misturam. Tem-se um cenário em que os modelos selecionados, forçosamente 69 especificações contendo cada uma das variáveis de subnormalidade, levam a estimativas de metas com base em dados oficiais e não oficiais.

Na prática, é como se ocorresse uma certa ponderação entre os dados do Censo de 2010 e da prévia do Censo de 2020 (dados precários, como demonstrado anteriormente). Este fato certamente prejudica ou beneficia determinados *players* indevidamente, o que é uma prática que deveria ser evitada.

3.4.

Consistência dos Modelos Econométricos Selecionados

A ENEL Rio, em sua contribuição à CP 029/20 (Enel Rio, 2020), aponta de forma muito didática que a escolha coesa de um modelo econométrico obtido a partir de dados em painel deve ser precedida de testes econométricos que avaliem como devem ser endereçadas as heterogeneidades da regressão, caso existam.

Recorrendo à metodologia de modelagem de dados em painel, três tipos de modelos podem ser especificados, segundo a metodologia econométrica: o modelo *pooled*, o modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios (Greene, 2012). Tais metodologias possuem uma especificação global que consiste em:

$$y_{it} = \alpha + X_{it}\beta + \mu_i + \epsilon_{it} \quad (3.1)$$

Em que, os subscritos i e t são, respectivamente, indivíduos (no caso empresas) e tempo; y é a variável a ser explicada (no caso a PNT); x são as variáveis explicativas; α é o termo de intercepto comum a todas as empresas; ϵ são os desvios idiossincráticos e μ_i são as heterogeneidades individuais, constantes no tempo e variante entre indivíduos.

O que diferencia, em tese, os modelos de *Pooled*, efeitos fixos e efeitos aleatórios, são as inferências sobre o termo de heterogeneidade (μ_i). Desta forma, a heterogeneidade é o ponto central dos modelos de dados em painel e, por sua vez, necessitam de correta inferência para que ocorra a estimação de coeficientes não tendenciosos e de variância mínima.

As dissertações de Correia et al. (2021), Simões et al. (2020), esmiúçam o tema, demonstrando a relevância de se realizar, no mínimo, dois testes.

O primeiro teste realizado para decisão da melhor especificação é o denominado teste de *Breusch-Pagan (BP)*, que avalia a hipótese nula de que o modelo não possui heterogeneidade (Breusch e Pagan, 1979). As heterogeneidades são valores estimados de dimensões que afetam o problema analisado (PNT), as quais são intrínsecas a cada distribuidora e que não variam com o tempo (Greene, 2012). Ou seja, no teste *BP* analisa-se a utilização do modelo empilhado (*Pooled*), o qual pressupõe a inexistência dos efeitos específicos/heterogeneidades.

Contudo, caso se verifique a presença da heterogeneidade, é recomendado realizar-se o teste de *Hausman* (Hausman, 1978) para verificar a hipótese nula de que a heterogeneidade não tem qualquer correlação com o vetor das variáveis explicativas. Se essa hipótese for comprovada, é recomendado a utilização dos modelos de efeitos aleatórios, caso contrário, utiliza-se os efeitos fixos.

A Figura 13 ilustra o procedimento balizar mínimo que deve ser perseguido para a escolha de modelos econométricos baseados em dados em painéis.

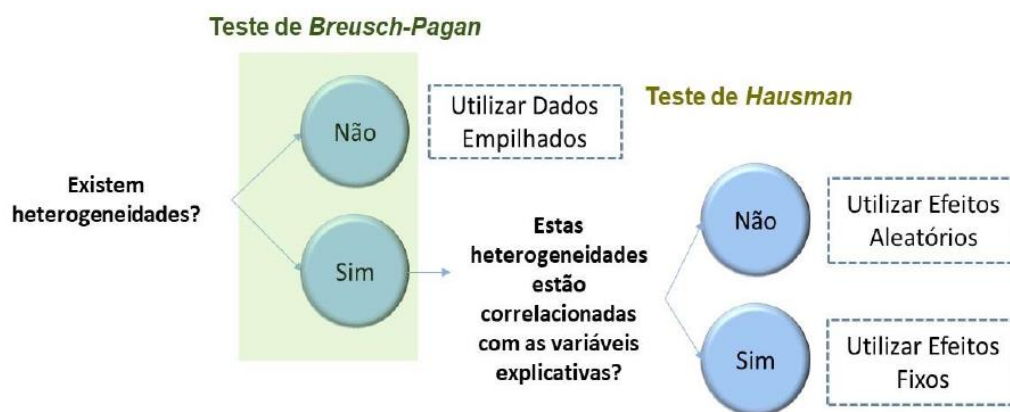


Figura 13. Processo de escolha entre os modelos de dados em painel.

Fonte: Enel Rio, 2020.

Como observou-se anteriormente, a ANEEL entende que todas as 138 especificações homologadas em 2022 seguem efeitos aleatórios, sem realizar quaisquer testes econométricos.

Diante dos 138 modelos vigentes, realizou-se os testes supracitados, no qual todos comprovaram a existência de heterogeneidades, isto é, não se pode confirmar a hipótese nula do *teste de BP*. Além disso, na Tabela 9 pode-se identificar que 83 (60%) dos modelos obtidos pela ANEEL utilizam o efeito aleatório na estimação, enquanto o correto seria a utilização do efeito fixo.

Considerando a relevância das variáveis *Sub* e *Sub_domic*, presentes cada uma em 69 (metade) modelos, visualiza-se que apenas 17 (25%) dos modelos com a variável *Sub* possui especificação incorreta, segundo a literatura. Porém, dentre os modelos com a variável *Sub_domic*, 66 (96%) modelos indicaram o uso do efeito fixo. Portanto, a maior parte dos modelos com a variável *Sub_domic* estão com efeitos individuais mal especificados.

Tabela 9. Resultado do Teste de *Hausman* para os 138 modelos da ANEEL.

Modelos	Efeito Aleatório	Efeito Fixo
69 cl <i>sub</i>	52	17
69 cl <i>sub_domic</i>	3	66
138 (total)	55	83

Fonte: Elaboração própria.

A utilização dos modelos de efeitos aleatórios, quando o *teste de Hausman* indica correlação entre a heterogeneidade com as variáveis explicativas, segundo

Greene (2012), tende a gerar parâmetros inconsistentes e ineficientes. Assim, os *benchmarks* utilizados para o cálculo dos índices de complexidades (IC) possuem problemas de consistência, prejudicando a construção do índice e, futuramente, da matriz de probabilidades e metas resultantes.

Ademais, no cálculo do Índice de Complexidade – que é nada mais que a predição do modelo para as PNTs – mas, não se incorporando os efeitos específicos, termina-se inferindo que todo o efeito específico se deve a ineficiências no combate às perdas. Porém, conceitualmente, a heterogeneidade é descrita como a soma de todos os efeitos que são constantes no tempo e variantes entre as unidades *cross-section*.

Desta forma, como a regressão é realizada tentando explicar as PNTs de conjuntos, que por sua vez são agrupados espacialmente, existe elevada probabilidade de que os efeitos específicos expliquem mais os fatores geográficos do que a ineficiência de cada empresa.

Em síntese, (Correia et al., 2021) salienta, com base nos ensinamentos de (Greene, 2012), que toda vez que se estima modelos que não considerem adequadamente o tratamento quanto à heterogeneidade, os coeficientes dos das especificações são inconsistentes e ineficientes, assim, prejudicando toda a metodologia de *benchmarking* de PNT.

Portanto, conclui-se que a metodologia estabelecida pela ANEEL sofre de viés de estimação para boa parte dos modelos, em especial para aqueles que utilizam a variável precária *Sub_domic*.

Por fim, deve-se citar que há outros testes que deveriam ser realizados para comprovação de modelos com dados em painel bem especificados. Os modelos apenas serão robustos sobre as hipóteses de erros: (i) normalmente distribuídos; (ii) com variância constante; (iii) independentes ao longo tempo; e (iv) independentes no corte transversal (contemporânea), de acordo com boas práticas econométricas (Greene, 2012).

Para verificar essas afirmações, avaliou-se cada modelo considerando o teste de Jarque-Bera (1987)¹⁶ para a normalidade, o teste de Breush-Pagan (1979)¹⁷ para

¹⁶ JARQUE, C. M.; BERA, N. K. A Test for Normality of Observations and Regression Residuals. International Statistical Review/Revue Internationale de Statistique, JSTOR, 1987. 163–72.

¹⁷ BREUSCH, T. S.; PAGAN, A.. A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation. Econometrica, v. 47, p. 1287–1294, 1979.

resíduos homocedásticos, o teste de Breusch-Godfrey (1978)¹⁸ para independência serial e Breusch-Pagan LM (1980)¹⁹ para independência contemporânea. Nenhum dos 138 modelos passou em quaisquer um dos quatro testes, a níveis de significância utilizados na literatura (1%, 5% ou 10%). Uma vez mais, demonstra-se a limitação dos modelos econométricos obtidos pela ANEEL.

No Apêndice I demonstra-se os resultados dos testes citados anteriormente realizados nos 138 modelos vigentes.

3.5.

Tratamento para Áreas com Severas Restrições Operativas

No fechamento da Consulta Pública (CP) nº 29/2020, a ANEEL incorporou ao PRORET o tratamento para as especificidades das áreas de risco no âmbito das PNT regulatórias (ANEEL, 2021). Basicamente, o Regulador definiu um critério de elegibilidade para as distribuidoras obterem tratamento diferenciado, qual seja: possuir restrição de entrega interna de correspondências e mercadorias superior a 10% do total de Códigos de Endereçamento Postal (CEPs) de acordo com dados da Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos (Correios)²⁰.

Adicionalmente, para pleitear o tratamento de áreas de risco, a concessionária deveria entregar à ANEEL, antes da Revisão Tarifária Periódica (RTP), um estudo que comprovasse a existência desses locais, além de relacionar sua existência com o nível de perdas não técnicas da concessão.

Quanto ao tratamento regulatório propriamente dito, pode-se dizer que ele foi demasiadamente simplificado. Basicamente, se flexibilizou tanto o ponto de partida quanto às metas de forma arbitrária. Tanto o critério de elegibilidade quanto o tratamento para flexibilização são fortemente passíveis de críticas, as quais serão sintetizadas na sequência.

¹⁸ BREUSH, T. S. Testing for autocorrelation in dynamic linear models. *Australian Economic Papers*, n. 17(31), p. 334–355; 1978.

¹⁹ BREUSCH, T. S.; PAGAN, A. R. The Lagrange multiplier test and its applications to model specification in econometrics, v. 47, p. 239-253, 1980.

²⁰ A restrição seria apurada com base na média dos últimos três anos anteriores à RTP da empresa em análise.

1 – Critério de elegibilidade

A regulamentação elaborada pelo corpo técnico da ANEEL, especificamente pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), avançou ao reconhecer a influência das ASRO nas Perdas Não Técnicas, entretanto, o critério de elegibilidade e o tratamento estabelecidos no Proret vigente para as empresas que possuem esse problema é simplista, incompleto e desnecessariamente subjetivo.

Para se enquadrar no tratamento diferenciado, as empresas devem possuir restrição de entrega interna dos Correios superior a 10% do total de Códigos de Endereçamento Postal (CEPs), na média dos últimos três anos anteriores à revisão tarifária, além de comprovar a existência das ASRO e demonstrar a relação das mesmas com o nível de perdas não técnicas da concessão. Dessa forma, os CEPs passaram a ter importância significativa no procedimento de definição das perdas regulatórias, se tornando um critério de elegibilidade ao tratamento específico.

Um primeiro ponto crítico a ser considerado a respeito desse critério é quanto à sua definição. Segundo os Correios (Correios, 2022), a restrição de entrega interna envolve não apenas áreas de risco, mas também áreas rurais, lugares de difícil acesso ou com ausência de agências próximas. Ou seja, existe uma diferença entre a informação que se deseja capturar para PNT, relacionada ao impedimento de acesso a um local devido à violência ou presença de um “estado paralelo” (tráfico de drogas ou milícia), e a definição conceitual do critério de elegibilidade. Em que pese saber que essa variável é apenas uma *proxy* escolhida pela ANEEL, entende-se importante reconhecer suas limitações.

Além disso, observa-se na Tabela 10 os níveis de restrições de entrega interna estabelecidos por meio de amostragem de CEPs coletadas pela ANEEL na Nota Técnica nº 99/2021 (ANEEL, 2021). Evidencia-se que 27 das 35 empresas com dados coletados têm o percentual de restrição de entrega igual a zero, embora não pareça razoável²¹. Dado o conceito dessa variável, que engloba áreas rurais, lugares de difícil acesso ou com ausência de agências próximas, esses números aparentam

²¹ A ANEEL realizou o exercício de amostra de CEPs para apenas 35 distribuidoras, não justificando porque não extrapolou o experimento para todo o universo de concessionárias de distribuição do Brasil.

não retratar a realidade de distribuidoras que atuam em áreas remotas, como Roraima, Amazonas, Equatorial PA e Equatorial PI.

Tabela 10. CEPs consultados pela ANEEL e percentuais de restrição interna

#	Empresas	Nº Amostra	% Restrição	#	Empresas	Nº Amostra	% Restrição
1	Light	210	17,1%	19	CEMIG	195	0,0%
2	ENEL RJ	171	14,0%	20	RGE Sul	195	0,0%
3	CPFL Piratininga	207	12,1%	21	CELESC	195	0,0%
4	Elektro	244	4,9%	22	Equatorial MA	194	0,0%
5	EDP ES	195	3,6%	23	CEEE	194	0,0%
6	CPFL Paulista	195	2,1%	24	Energisa MT	194	0,0%
7	ENEL SP	208	1,9%	25	Amazonas Energia	193	0,0%
8	EDP SP	189	0,5%	26	Energisa Sul-Sudeste	193	0,0%
9	COPEL	397	0,0%	27	Energisa TO	192	0,0%
10	CPFL Santa Cruz	372	0,0%	28	Energisa SE	191	0,0%
11	Neoenergia COELBA	247	0,0%	29	Energisa BO	191	0,0%
12	Energisa PB	235	0,0%	30	Energisa AC	187	0,0%
13	Equatorial AL	209	0,0%	31	Neoenergia Cosern	172	0,0%
14	Energisa MS	206	0,0%	32	DCELT	29	0,0%
15	Equatorial PA	200	0,0%	33	Nova Palma	11	0,0%
16	Neoenergia PE	195	0,0%	34	Cooperalliança	6	0,0%
17	ENEL CE	195	0,0%	35	Hidropar	5	0,0%
18	CEB	195	0,0%				

Fonte: Elaboração própria a partir da Nota Técnica nº 99/2021-SGT/ANEEL.

Ainda em relação à amostragem, destaca-se que o número de CEPs consultados em cada distribuidora não tem relação com o seu número de clientes, desconsiderando que existem áreas com maior densidade populacional. Por exemplo, a Cemig que possui mais de 9 milhões de consumidores teve 195 CEPs consultados, enquanto a Elektro que possui pouco mais de 2,8 milhões teve 244 CEPs consultados (ANEEL, 2022c).

Outro ponto relevante ao tratar do sistema de CEPs utilizado pelos Correios é o fato de não incorporar a totalidade dos domicílios brasileiros. Em estudo que aborda a ausência de endereçamento formal, (URNHANI, R. 2021) aponta que a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD contínua), realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), estima a existência de 72,4 milhões de domicílios particulares permanentes no país. Entretanto, não há diferenciação entre os que possuem ou não CEP.

Assim, por não identificar um dado oficial que dimensione a quantidade de domicílios sem endereço formal, o autor realizou três diferentes estimativas a partir de estudos do IBGE. Duas destas obtiveram resultados semelhantes, quais sejam,

entre 3,2 e 3,4 milhões de domicílios não possuem CEP, representando cerca de 5% dos domicílios mapeados pelo Censo 2010. Ressalta-se que o estado do Rio de Janeiro apresenta o maior percentual de domicílios sem CEP (8,91%) e o Distrito Federal apresenta o menor percentual (1,52%).

Esta informalidade se mostra ainda mais evidente nas regiões de favela. Dessa forma, (Lima, 2020) associa os CEPs como uma “invisibilidade fabricada”, posto que são obrigatórios, mas não contemplam localidades vulneráveis como as favelas. Desta forma:

(...) todo o tecido urbano da Cidade do Rio de Janeiro está contemplado pelo respectivo CEP, mas quando se coloca uma lupa nesta observação, identifica-se que determinados CEPs congregam diversos logradouros que em tese deveriam possuir CEPs específicos. Isso ocorre com muita frequência nas favelas cariocas, e no contexto de enfrentamento à Covid-19, trouxe intempéries aos Gestores Públicos no monitoramento dos casos e dos óbitos, e porventura dificultando ações de saúde, em especial de vigilância. (Lima, 2020).

De fato, o período de enfrentamento à pandemia de COVID-19 evidenciou esta questão. Conforme aponta (Fiocruz, 2020), o mapeamento dos casos confirmados e óbitos por COVID-19 por meio da divisão territorial dos bairros e pelo CEP é importante, mas torna invisível a situação de muitas favelas. A complexidade é ainda maior para a análise por CEP, tendo em vista que grande parte das vielas e becos não dispõem do código ou há um ou poucos códigos para a favela inteira – neste caso, o código pode estar vinculado ao bairro mais próximo e não à favela. O estudo compreende diversas falas de integrantes de instituições atuantes nas favelas que reforçam esta realidade.

Vale ressaltar que os Correios não realizam a atribuição de CEPs espontaneamente, somente como resposta a alguma demanda. É necessário que a municipalidade publique um decreto reconhecendo a existência da via e a inclua no cadastro dos logradouros (CADLOG) para, enfim, solicitar aos Correios a designação de um CEP para a referida via (URNHANI, 2021).

Iniciativas de caráter coletivo e colaborativo são realizadas em favelas em um esforço de tentar ampliar a visibilidade cartográfica dessas localidades, como o Guia de Ruas produzido pela ONG Redes da Maré, que resultou em um

mapeamento inserido nas bases da Prefeitura e na obtenção do CEP de muitas das ruas identificadas (IZAGA et al., 2022).

Também cabe considerar que, embora sejam dados de interesse público, a base de dados dos CEPs não é de livre acesso. Conforme explicam (Ribeiro e Oliveira, 2017), necessário para a realização de projetos de georreferenciamento e o desenvolvimento de pequenas e médias empresas, o CEP é uma ferramenta para organização espacial, que deveria ser pública. Tal ponto é reconhecido pela Controladoria Geral da União (CGU), mas conflitos jurídicos (prevalência da Lei Postal à Lei de Acesso à Informação) permitem que os dados sigam sendo comercializados. Portanto, é relevante ponderar o uso de dados que não são disponibilizados livremente, nem podem ser obtidos diretamente com as concessionárias, na determinação de procedimentos regulatórios.

Portanto, conclui-se que o fenômeno das AR não guardam, definitivamente, quaisquer relações com as restrições de entrega interna vinculada a determinados CEPs. É bastante crível que ruas e vielas de comunidades sequer possuam CEPs, inviabilizando a utilização desta informação para elegibilidade ao tratamento de ASRO. E mais, conforme será visualizado no próximo subtópico, esta informação não pode, definitivamente, ser norteador de reconhecimento tarifário, seja vinculado ao ponto de partida ou à meta propriamente dita.

2 – Flexibilização Tarifária

A regra geral de aplicação da metodologia vigente baseia-se na determinação de um ponto de partida e no estabelecimento de uma meta resultante da matriz de probabilidade média oriunda dos 138 modelos. A regra é sintetizada na Tabela 11. O ponto de partida é definido pela ponderação de 12,5% da média nível de PNT praticado pela empresa nos últimos 4 anos civis e de 87,5% da meta de PNT determinada para o ciclo tarifário anterior. Já a meta futura é obtida a partir do menor valor ponderado oriundo da multiplicação das perdas da concessionária e de seus potenciais *benchmarks* pelas probabilidades de comparação com a empresa em análise.

Tabela 11. Regras do ponto de partida e da meta para casos ordinários.

Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	$PP_i = 87,5\% \times MetaCicloAnterior_i + 12,5\% \times PNT_i$
Meta	$Meta_i = MIN[PNT_{bench} \times Prob_i + PNT_i \times (1 - Prob_i)]$

Fonte: Submódulo 2.6A – PRORET.

Já para as concessionárias que se enquadrem no tratamento específico de ASRO, de acordo com o critério de elegibilidade anteriormente descrito, o ponto de partida e a meta são definidos de forma diferenciada em relação à abordagem tradicional, tendo em vista as complexidades geradas pela existência dessas localidades. Nestes casos, o ponto de partida passa a ser definido por uma ponderação da meta anterior – que pode oscilar entre 50% e 87,5% – somada à ponderação do nível médio de PNT dos últimos 3 anos – com peso complementar ao anteriormente definido. Por sua vez, a meta é definida por meio de uma análise dos *benchmarks* que estejam entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da concessionária em avaliação. A Tabela 12 sintetiza o procedimento referido.

Tabela 12. Regras do ponto de partida e da meta para empresas com ASRO em sua área de concessão

Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	$PP_i = [50\%; 87,5\%] \times MetaCicloAnterior_i + [50\%; 12,5\%] \times PNT_i$
Meta	Definido a partir dos <i>benchmarks</i> cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise

Fonte: Submódulo 2.6A – PRORET.

Inicialmente, deve-se frisar que a regra aplicada pela ANEEL não é capaz de capturar o problema das áreas de risco. Em nada se enfrenta esta realidade com tamanha simplificação de tratamento, que apenas tem o condão de flexibilizar ponto de partida e a meta, mas sem enxergar, de fato, o nexo causal entre ASRO e o fenômeno das PNT em determinada concessão.

Até se torna relevante questionar a real utilidade de se pedir às concessionárias elegíveis ao tratamento diferenciado um relatório circunstanciado que vincule as ASRO e o fenômeno das PNT, uma vez que não há qualquer menção à sua utilização no regramento vigente.

O segundo ponto passível de crítica diz respeito ao percentual de ponderação do ponto de partida e de chegada para empresas com presença de ASRO. Note que não há regra definida, sendo estes percentuais deliberados a partir de análises complementares nas revisões tarifárias específicas, o que gera elevada discricionariedade na regra de aplicação.

Inclusive, esta subjetividade foi trazida à tona pela área da ANEEL responsável pela determinação das movimentações tarifárias no segmento de distribuição, qual seja, a Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). No âmbito da revisão tarifária periódica (RTP) da Light, realizada em março de 2022, a SGT aponta que “(...) *embora o regulamento tenha flexibilizado o intervalo de ponderação para as distribuidoras com ASRO, foi omissa quanto à dosimetria*” (ANEEL, 2022d).

Para contornar a subjetividade supra referida, a SGT, de forma rápida e sem submeter ao processo de consulta pública, relacionou os ponderadores do ponto de partida e da meta com o percentual de restrições de entrega de CEPs, sendo este terceiro ponto de crítica talvez o mais temerário. Este procedimento se deu na Nota Técnica nº 27/2022-SGT/ANEEL (ANEEL, 2022d), no referido processo de RTP da Light, em 2022.

Partindo da restrição de entrega interna dos correios de 10%, limiar para tratamento diferenciado para as ASRO, a SGT/ANEEL definiu o valor extremo mínimo para o intervalo de ponderação do ponto de partida, qual seja, 12,5% da PNT média dos últimos 3 anos e 87,5% da meta do ciclo anterior. Seguindo a mesma lógica, definiu-se o ponto máximo da restrição de entrega interna em 21%, sendo que para este caso, a ponderação seria de 50%/50%. A partir desses dois pontos, traçou-se a reta definida no lado esquerdo da Figura 14.

Já para definir a meta, foram considerados os mesmos limiares de 10% e 21% para as restrições de entrega. Contudo, neste caso, a aplicação foi direta. Para o nível de 10% de restrição de entrega, a meta seria definida como 70% da média das PNT reais da distribuidora sob análise. Já para a restrição de 21%, o percentual de PNT regulatória seria de 80% das PNT reais da empresa. A partir desses dois pontos, traçou-se a reta definida no lado direito da Figura 14.

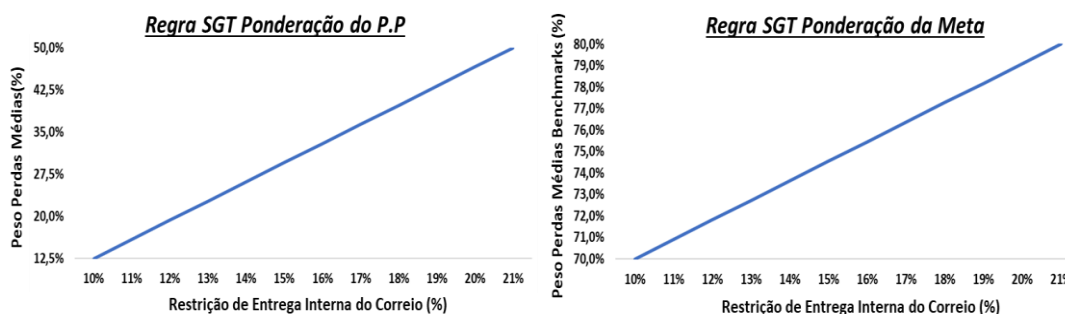


Figura 14. Metodologia utilizada pela SGT/ANEEL para ponderação da meta e ponto de partida na RTP da LIGHT, 2022.

Fonte: Elaboração própria, a partir da Nota Técnica nº 27/2022-SGT/ANEEL.

Sobre esta regra, deve-se primeiramente mencionar que a SGT/ANEEL não deixou claro como o ponto máximo da restrição de entrega interna foi definido em 21%. Entende-se que a utilização deste valor surge do arredondamento do maior percentual de restrição de entrega interna (20,62% para a Light no ano de 2021) coletado pela SRM/ANEEL e que está exposto na Nota Técnica nº 27/2022 (ANEEL, 2022d).

Ora, nota-se que a regra criada pela SGT estabelece uma relação linear entre o percentual de restrição de entrega interna e o limite de repasse das PNT verificadas, embora não haja demonstração empírica que comprove que o aumento da restrição implica em um aumento das PNT em mesma proporção. Ou seja, é como se a SGT estivesse afirmando que o aumento de 1% da restrição de entrega interna dos CEPs causasse um aumento proporcional das PNT verificadas na concessão, o que não faz sentido e não foi comprovado pela Superintendência.

Por fim, é importante frisar que a regra estabelecida pela SGT para a definição da meta está em desacordo com o Proret. O procedimento é claro ao dispor sobre a necessidade de se definir o alvo regulatório com base nos *benchmarkings* que resultem em reconhecimento das PNT entre 70% e 80% do apurado pela empresa. Não se encontra respaldo no normativo a aplicação direta de percentual de restrição de CEPs ao reconhecimento de PNT. Esta é uma inventividade desnecessária.

Portanto, fica claro que nem a regra estabelecida no Proret para tratamento específico das áreas de risco, muito menos as regras elaboradas pela SGT para tentar ponderar os pontos de partida e a meta, conseguem capturar o real impacto das ASRO no nível de perdas não técnicas gerais da concessão.

3.6.

Considerações sobre o capítulo

A ANEEL buscou conceber uma nova metodologia para estabelecimento dos alvos de PNT – e consequentemente de RI – ao longo dos anos 2019 e 2021, em que pese o normativo indicar que este passo deveria ser dado apenas após a publicação dos resultados do Censo de 2020, para revisão de modelos somente em 2023.

Após toda a análise empreendida neste capítulo, torna-se claro que a nova metodologia carece de aperfeiçoamentos diversos. A proposta de atualização metodológica do Regulador tem carências múltiplas, como: (i) a utilização de uma frágil base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) a imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural para períodos futuros (previsão); (iii) a mudança do método de seleção de variáveis e de modelos utilizando-se de variável não oficial; (iv) o estabelecimento de 138 modelos que não são consistentes e eficientes, padecendo de robustas inconsistências de estimativas; e (v) o raso tratamento específico para concessões que tenham Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO) em suas áreas de atuação.

Portanto, configura-se lacuna metodológica. E mais, pondera-se pela necessidade de tratamento mais arrazoadado para o fenômeno das ASRO, presentes em diversas concessões do país, em especial aquelas localizadas no Rio de Janeiro. No próximo capítulo, busca-se apoiar a Agência com uma proposta metodológica efetiva, que pode tanto ser adaptada aos modelos vigentes quanto utilizada em revisões metodológicas futuras.

4.

Caracterização do Problema das ASRO e seus Impactos em PNT

Conforme citado na seção introdutória desta dissertação, os modelos econométricos com dados em painel têm como princípio de que as variáveis explicativas são suficientes para justificarem a complexidade de uma área de concessão. Porém, esta não é a realidade observada para algumas distribuidoras de energia, como a Enel Rio e Light, por exemplo.

Nestes casos, existem áreas na concessão, denominadas como Áreas de Risco (AR) ou Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO), em que o poder paralelo se impõe, via presença de narcotraficantes ou milicianos. Tais grupos atuam no sentido de exercer controle territorial, por meio do uso de coação ou violência e prática de atividades econômicas ilícitas e irregulares relacionadas ao tráfico de drogas, serviços de segurança e transporte coletivo, operação de canais de televisão fechados, entre outros.

Desta forma, o Estado não se representa nestas localidades, não sendo possível executar ações disciplinadoras de mercado - como inspeções, cortes, religações etc. -, sejam elas relacionadas ao combate às PNT ou à inadimplência, em particular, devido ao risco que se impõe à integridade e à vida dos colaboradores das equipes técnicas (ENEL Rio, 2020; LIGHT, 2020).

Relembra-se que, em termos regulatórios, o início do debate em relação às ASRO e suas repercussões para fins de PNT, bem como receitas irrecuperáveis (RI), aconteceu somente em 2016, quando a Enel Rio assinou aditivo contratual, cujas condições foram discutidas na Audiência Pública (AP) nº 95/2016 (ENEL Rio, 2016).

Nesta ocasião, a distribuidora apontou para a impossibilidade de cumprir as metas de PNT, tendo em vista que não era capaz de atuar em determinadas localidades da concessão em função de impedimentos alheios à gestão da empresa. A fim de não prejudicar a sustentabilidade econômico-financeira da distribuidora, a ANEEL decidiu flexibilizar os limites de PNT da ENEL Rio entre 2017 e 2022.

Mas até então, não havia uma metodologia oficial para o tratamento, a qual somente foi instaurada em 2022, isto é, a metodologia demonstrada ao longo do capítulo anterior. Porém, o tratamento ao binômio PNT e ASRO é raso e

discrecionário, conforme pôde-se observar. Neste sentido, propõe-se neste capítulo caracterizar o fenômeno das ASRO nas concessões, bem como vincular seus impactos em termos de perdas comerciais.

4.1.

O Fenômeno das ASRO

Em 20 de dezembro de 2016, a ANEEL instaurou a Audiência Pública (AP) número 095/2016, no intuito de obter subsídios para aprimorar a minuta do termo aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica da Ampla Energia e Serviços S.A., conforme o Despacho no 2.194/2016. Entre os assuntos que foram tratados nesta AP, destacou-se o nível regulatório de perdas não técnicas (PNT) da Companhia, considerado como ponto indispensável para a sustentabilidade da concessão (ENEL Rio, 2018).

Após análises das contribuições apresentadas pela empresa e universidades, o Diretor da ANEEL à época, André Pepitone da Nóbrega, relatou em seu voto, de 07 de março de 2017, parágrafo 37, que:

“Como apontado pelas Superintendências, pode-se suspeitar que a metodologia aplicada pela ANEEL subestime a complexidade da área de concessão da Ampla (Enel Rio) no combate às perdas não técnicas, acarretando em metas regulatórias não condizentes com a realidade da Distribuidora (...)”

Entre as contribuições apresentadas na AP nº 95/2016 para subsidiar a análise do Diretor-relator, encontrava-se um relatório desenvolvido pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), que apontou possíveis fragilidades estatísticas nos modelos econométricos utilizados pela ANEEL para estimativa dos patamares regulatórios de perdas não técnicas e de receitas irrecuperáveis.

A contribuição da Universidade também ressaltou que os modelos (denominados C, G e K à época) não capturavam, de forma adequada para a ENEL Rio, o fenômeno da subnormalidade e do crescimento das áreas de risco dentro da área de concessão da distribuidora (ENEL Rio, 2018).

Por fim, afirmou-se naquela altura que os domicílios subnormais não estavam, necessariamente, localizados em áreas de difícil (impraticável) gestão por

parte da concessionária, dado que estas são localidades em que o poder paralelo (tráfico, milícias, grupos armados etc.) impede o acesso das equipes de cobrança, inspeção, corte e religação, por exemplo.

Em outras palavras, estas áreas de severas restrições operativas não seriam gerenciáveis pela Concessionária, fazendo com que não seja possível o combate às perdas comerciais e a realização de ações de cobranças nestes polígonos, ainda que não seja caracterizada precariedade da habitação, conforme os critérios utilizados pelo IBGE no Censo de 2010 (ENEL Rio, 2018).

Dessa forma, o Diretor-relator, ainda no parágrafo 37 de seu voto, explicitou a necessidade de se tratar a ENEL Rio com metodologia alternativa, que reconhecesse as perdas nas áreas de risco e que aplicasse a abordagem metodológica vigente ao restante da concessão.

“(...) Nessas circunstâncias, julga-se pertinente a adoção da metodologia alternativa, que segrega as metas por área de risco e de não risco”.

Ao final da AP nº 095/16, a ANEEL optou, observando os fatos anteriormente assinalados, por homologar as metas de Perdas Não Técnicas (PNT) da ENEL Rio somente para os anos de 2017 e 2018 - nos patamares de 19,43% e 18,54% sobre o mercado de Baixa Tensão (BT) faturado, respectivamente - deixando para discutir as metas futuras ao longo do ano de 2018 (ENEL Rio, 2018).

“(...) De forma a mitigar os riscos dessa decisão, recomenda-se instituir somente os valores 19,43% e 18,54%, em 2017 e 2018, respectivamente. Os valores dos anos posteriores devem ser reavaliados com base nos resultados mais avançados das pesquisas das Universidades, como sugerido pelas Superintendências”.

No decorrer do ano de 2018, foram realizadas reuniões entre representantes da Empresa e técnicos da ANEEL (superintendências SGT e SRM), com o objetivo de apresentar à Agência os avanços dos estudos realizados pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e pela SIGLASUL Consultoria LTDA (ENEL Rio, 2018).

De forma resumida, os estudos apresentados pelos consultores/Universidade versaram sobre quatro possíveis tratamentos para os níveis regulatórios de PNT da ENEL Rio: (i) abordagem de eficiência via fronteira estocástica; (ii) adoção de

modelos de dados em painel semelhantes aos atuais, contudo com recálculo da variável subnormal, que considerasse o aumento da violência no Estado do Rio de Janeiro; (iii) adoção de modelo econométrico alternativo, estruturado segundo dados em painel, incorporando-se novas variáveis às presentes nos modelos C, G e K e (iv) estimação de metas desagregando a concessão em Áreas de Risco (AR) e Áreas de Não Risco (ANR).

A ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 179/2018-SRM/ANEEL, de 01 de novembro de 2018, propôs “*abertura de audiência pública para a obtenção de contribuições da sociedade ao processo de definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição da Enel-RJ no período de 2019 a 2022*” (ANEEL 2018).

A fundamentação da nota técnica inicial, exposta na abertura da Audiência Pública nº 055/18, foi realizada através de uma série de simulações de níveis de perdas não técnicas regulatórias de acordo com a desagregação dos alvos de eficiência segundo ASRO e áreas normais.

Para ASRO, computou-se os balanços de energia das áreas de risco que estavam disponíveis à época e, com base em análises estatísticas, procedia-se glosas para os decis de perdas mais elevados. Para as áreas normais (ou Áreas de Não Risco – ANR) a ANEEL procedia simulações de metas considerando o PRORET vigente, sem considerar que a complexidade da ENEL Rio expurgada as áreas de risco seria menor que a concessão original (ANEEL, 2019a).

Ao final da AP 055/18, as metas foram determinadas de acordo com o disposto na Tabela 13.

Tabela 13. Metas Regulatórias de PNT para a ENEL Rio no período de 2019 a 2022.

Proposta	RTA 2019	RTA 2020	RTA 2021	RTA 2022
1. Pós AP (-0,41%)	19,87%	19,46%	19,05%	18,64%

Fonte: Nota Técnica nº 30/2019-SGT/ANEEL (ANEEL, 2019a).

Naquele momento, embora as metas estimadas refletissem o melhor esforço da Agência Reguladora, a metodologia adotada não capturava a complexidade do tema.

Pelo lado das ASRO, a proposta final foi partir do patamar verificado de PNT em 2017 e reduzir 0,41 p.p. ao ano, que era o nível de redução das metas de

2017 e 2018 estabelecidas no momento do aditivo do contrato, cujos cálculos foram realizados com dados precários. Em outras palavras, se perpetuou entre 2017 e 2022 um cômputo simplificado realizado no momento do aditivo.

Até compreende-se a ANEEL buscar trajetória de redução de PNT para ASRO, uma vez que seria temerária, perante a sociedade, a ação de apenas repassar os níveis de PNT praticados nas áreas de risco, pois estas localidades eram alto declaradas pelas concessionárias de distribuição. Havia uma ausência de órgãos oficiais que chancelassem o entendimento das empresas prestadoras de serviços públicos de energia elétrica.

Pela ótica das ANR, homologou-se metas sem considerar a efetiva complexidade de combate às PNT nas áreas possíveis. Ora, se em uma área faz-se tratamento diferenciado para locais mais complexos (tratamento dispensado para ASRO), por certo o combate às PNT nas áreas restantes seria menos desafiador. No entanto, a ANEEL negligenciou este fato e continuou para esta parte da concessão com a meta flat que foi estimada no momento do aditivo contratual. Frisa-se, com cálculos simplificados.

Em julho de 2020, a Subsecretaria de Planejamento e Integração Operacional (SSPIO), da Secretaria de Estado de Polícia Civil (SEPOL) do Rio de Janeiro, em ofício encaminhado ao Secretário Nacional de Segurança Pública, manifestando-se acerca da decisão do Exmo. Ministro Edson Fachin, sobre a tutela provisória na ADPF²² 63.533, demonstra uma clara situação dos poderes paralelos no Estado (SEPOL, 2020). Este documento lançou luz ao fato que vinha sendo debatido amplamente pela ENEL Rio e Light até aquele momento, isto é, as presenças de poderes paralelos em suas concessões e seus impactos nas prestações de serviços de infraestrutura.

“O tráfico de drogas no Estado do Rio de Janeiro configura-se em atividade criminosa dividida, primordialmente, entre 03 (três) grandes facções criminosas, com dominação de territórios específicos e utilização de armamento de guerra (fuzis M16, AR10, AR 15, AK 47, G3, FAL, granadas, etc.). As organizações criminosas que exploram o tráfico de drogas no Rio de Janeiro são o Comando Vermelho (CV), Terceiro Comando Puro (TCP) e Amigos dos Amigos (ADA).

²² Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental.

Ressalte-se que dados de investigação e de inteligência demonstram uma aliança logística e estratégica entre as facções criminosas TCP e o Primeiro Comando da Capital (PCC), do Estado de São Paulo, responsável por fornecer facilidades na obtenção de armas, munições e drogas, que são destinadas ao Rio de Janeiro e abastecem as favelas dominadas por este grupo criminoso.

Aliado a isso, há a presença de grupos paramilitares armados conhecidos como “Milícia”, os quais têm por característica principal a dominação de um determinado território para a exploração de desvio de sinal de TV a cabo e do transporte alternativo, sobretaxa de gás de cozinha (GLP), desvio de sinal de internet, venda de cestas básicas, usura (agiotagem) e outros serviços básicos impostos à comunidade local.

Recentes investigações demonstram que milicianos também estão comercializando drogas em seus redutos e, por outro lado, traficantes de drogas estão praticando atividades típicas de milícia em suas áreas de domínio, tudo com o objetivo de auferir mais lucro”.

A partir destes apontamentos, pode-se notabilizar as precárias condições de segurança pública do estado do Rio de Janeiro. Em particular, a situação da região metropolitana foi intensificada nos últimos anos devido às implantações das Unidades de Polícia Pacificadora (UPP) na cidade do Rio de Janeiro, que ocasionou uma migração dos traficantes para localidades anteriormente não ocupadas. O relatório da referida instituição explica o ocorrido (SEPOL, 2020).

“A instalação das Unidades de Polícia Pacificadora, em 2008, possibilitou o patrulhamento permanente das comunidades pela Polícia Militar, fazendo com que o tráfico de drogas passasse a ser feito de forma mais discreta, dissimulada.

Os traficantes não mais ostentavam as suas armas de fogo em plena luz do dia e não mais carregavam grande quantidade de drogas. Nesse novo cenário, a droga era escondida próximo aos pontos de venda e o contato com o entorpecente somente ocorria no exato momento da comercialização.

Tal fato causou um enorme desconforto e insatisfação às organizações criminosas, na medida em que o patrulhamento diário

da região impôs grande dificuldade para que a atividade ilegal desenvolvida (tráfico de drogas) se mantivesse em funcionamento, refletindo na diminuição do volume da venda de drogas no varejo e, por consequência, do lucro, provocando violenta reação armada determinada pelas lideranças das facções.

O fenômeno UPP fez com que os líderes locais buscassem novos redutos de atuação, sem perder o contato com a sua área de origem. Foi criada uma “nova geração” de traficantes, com a cooptação de menores de 18 anos e de indivíduos sem qualquer anotação criminal, o que dificultava sobremaneira a prisão dessas pessoas.

Em poucos anos, o tráfico de drogas, como uma verdadeira “metástase”, se espalhou por todas as regiões do Estado onde, até então, apenas havia os conhecidos “esticas”, ou seja, aqueles pequenos traficantes que buscavam drogas nos grandes complexos de favelas da Capital, para revendê-las nas regiões Metropolitana (Baixada Fluminense, Niterói e São Gonçalo), dos Lagos, Serrana, Costa Verde, Sul Fluminense e Norte do Estado. Ditas regiões se tornaram verdadeiros bunkers das facções criminosas, o que ocasionou a instalação de barricadas, expulsão de moradores de suas residências e disputa territorial entre quadrilhas rivais”.

E a SEPOL continua, apontando a evolução do fenômeno da insegurança pública no Rio de Janeiro (SEPOL, 2020).

“Com o “controle” dos índices de criminalidade entre os anos de 2011 até o final de 2013, houve uma falsa sensação de que o programa UPP havia dominado o crime organizado no Rio de Janeiro, fato que foi amplamente veiculado pela mídia nesse período. O discurso político alardeava que a população que se encontrava “sob o jugo do fuzil” estava libertada.

Para ratificar tal discurso, o armamento das polícias foi substituído por outro de menor potencial de fogo; houve a diminuição de efetivos e sucateamento das delegacias especializadas; novos complexos de favelas foram sendo ocupados pela Polícia Militar sem qualquer tipo de planejamento e investigação da Polícia Civil, o que demonstrava

que o critério de ocupação de uma determinada área pela UPP era estritamente político, e não técnico.

Como consequência, houve uma explosão da criminalidade a partir de 2013, que vai até o início de 2018, quando a Segurança Pública do Rio de Janeiro chega ao “fundo do poço”, ocasião em que foi decretada a intervenção federal (...).”

Este documento pode ser entendido como um divisor de águas. Além da secretaria, de forma muito didática, explicar o fenômeno da insegurança pública no Estado do Rio de Janeiro, a SEPOL disponibilizou o georreferenciamento destas localidades para toda a unidade federativa.

Tanto a ENEL Rio quanto a Light, no âmbito quanto Consulta Pública 029/20, se pautaram na narrativa exposta pela SEPOL para balizar suas contribuições, demonstrando que não se tratava de autodeclaração das empresas, e sim de um fenômeno cancelado por órgão de segurança pública do Estado do Rio de Janeiro.

A ANEEL não tinha outra saída, a não ser encarar o assunto e propor metas de PNT diferenciadas para concessões com presenças de ASRO. Contudo, o tratamento foi aquele demasiadamente simplificado, discricionário e altamente passível a críticas, de acordo com o que foi exposto na seção 3.5.

4.2.

Impacto das ASRO nas PNT

Em março de 2022 a Light passou por processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP). Como parte do rito ordinário estabelecido no PRORET 2.6, a empresa encaminhou em 16 de novembro de 2021 o balanço de perdas em sua concessão considerando a apuração mais recente, isto é, o ano de 2020 (Light, 2021).

O balanço da concessionária é demonstrado na Tabela 14. Note que a Light denomina ASRO como ATE, Áreas de Tratamento Especial, enquanto as áreas normais de sua concessão são referenciadas como ATC, Áreas de Tratamento Convencional.

Nas palavras da empresa *“A partir das medições instaladas nas ATEs foi possível calcular com precisão o balanço energético (...). Como pode ser*

observado, 80,80% da energia injetada nas ATEs é perdida, contra 15,67% nas ATCs – perfazendo um índice consolidado de 27,02% de perdas totais sobre carga fio em toda a concessão. Mudando a referência para perdas não técnicas sobre o mercado faturado na baixa tensão, os indicadores são 423,58% para a ATEs e 22,75% para as ATCs, totalizando 55,99% na concessão”.

Tabela 14. Balanço de Perdas da Light para o ano de 2020.

BALANÇO 2020	LIGHT (SAMP)	ATE	ATC
Carga Fio - GWh	34.786	6.064	28.722
Perda Total - GWh	9.401	4.900	4.501
% Perda Total / Carga Fio	27,02%	80,80%	15,67%
Mercado Total Faturado - GWh	25.385	1.164	24.221
Mercado BT Faturado - GWh	12.853	1.066	11.787
% Perda Técnica / Carga Fio	6,335%	6,335%	6,335%
Perda Técnica - GWh	2.204	384	1.820
Perda Não Técnica - GWh	7.197	4.516	2.681
% Perda Não Técnica / Mercado BT	55,99%	423,58%	22,75%
% Perda Não Técnica / Mercado BT TOTAL	55,99%	35,13%	20,86%

Fonte: Relatório Perdas Não Técnicas para Revisão Tarifária da Light, 2021.

Nota-se que, segundo a Light, dos 7.197 GWh de PNT, 4.516 GWh ocorrem em ASRO, ou seja, 63% das perdas comerciais da Companhia ocorrem em áreas de risco, locais que, segundo a concessionária, não se pode atuar. E repare também que o mercado BT regular em ASRO equivale a 1.066 GWh, isto é, apenas 8,3% do mercado BT total da Companhia (12.853 GWh).

A ENEL Rio, em março de 2023, também passou por processo de RTP. Em contribuição à Consulta Pública 60/22, a empresa demonstrou que “*Considerando o período de referência definido no PRORET, de 2019 a 2021, constata-se que 47% das perdas registradas na área de concessão da ENEL RJ foram em AR (15% dos clientes) e 53% em ANR (85% dos clientes). Esse resultado mostra a criticidade da situação de combate às perdas em AR, considerando que essas áreas contemplam apenas 7% do mercado de baixa tensão*” (ENEL Rio, 2023).

A Tabela 15 demonstra a segregação dos percentuais de PNT em relação ao mercado BT segundo áreas de risco e áreas de não risco. Nota-se que nas

localidades com restrições operacionais o furto é bem mais elevado que nas demais áreas da concessão.

Tabela 15. Balanço de Perdas da ENEL Rio para o período médio entre 2019-2021.

PNT/BT faturado	Média 2019-21
EMPRESA	30,6%
AR (sem acesso)	202,0%
ANR (com acesso)	18,2%

Fonte: Contribuição da ENEL Rio para a RTP da empresa, janeiro de 2023.

Portanto, torna-se inequívoca a vinculação entre ASRO e os elevados níveis de PNT nas concessões.

4.3. Considerações sobre o capítulo

Como visto neste capítulo, as ASRO são fenômenos complexos, atuais, dinâmicos e que impactam diretamente na prestação adequada dos serviços de infraestrutura, em especial, a distribuição de energia elétrica. As favelas e os furtos de energia elétrica se intensificaram em todo o Estado do Rio de Janeiro, frutos de ações de políticas públicas mal orquestradas.

Fato é que não se pode requisitar das distribuidoras de energia que haja efetividade de ações disciplinadoras de mercado, uma vez que nem o Estado pleno de direito consegue prevalecer nas localidades denominadas de ASRO.

Neste sentido, torna-se de ímpar relevância o estudo de como aprimorar a metodologia para estabelecimento dos alvos de perdas não técnicas de energia em localidades com presenças de áreas de risco. Este é o intuito do próximo capítulo desta dissertação.

5.

Proposta Metodológica para Estabelecimento de Metas de PNT Considerando-se ASRO

No encerramento do processo revisional da ENEL Rio em 2023, ficou claro que o tratamento dispensado às PNT em concessões que possuem ASRO é raso. No voto do Diretor Relator do processo, Ricardo Lavorato Tili, datado de 14 de março de 2023, nos parágrafos 92 e 93 torna-se translúcida a inquietude do regulador para tomar decisão tão importante para a saúde econômico-financeira da concessão com procedimento regulatório tão limitado (ANEEL, 2023).

“92. (...) entendo que, apesar dos esforços já realizados pela Agência, o tema [Perdas não técnicas] merece reavaliação. Não é razoável que se feche os olhos à crescente complexidade das áreas de concessão do estado do Rio de Janeiro, marcadas pela ação de grupos armados que controlam territórios em que o poder público não pode atuar.

93. Para a presente revisão tarifária, não é possível a aplicação de procedimentos além daqueles previstos no PRORET e descritos neste Voto, pois isso demandaria a elaboração de nova metodologia, o que só poderia ser obtido por meio de estudos que exigem tempo, dedicação dos servidores da Agência e contribuições da sociedade. Assim, proponho que seja determinado à SRM e à SGT que avaliem a necessidade de reformulação do Módulo 2.6A do PRORET, para aprimoramento do tratamento dado às perdas não técnicas e à inadimplência em áreas de severa restrição operacional”.

Na última página do referido voto, o Diretor Relator determina que as áreas técnicas reavaliem a metodologia no prazo de 90 dias, em prol de estabelecimento de alvos regulatórios mais condizentes para empresas cujas concessões são acometidas pela forte presença do crime organizado.

“115. Diante do exposto e do que consta dos Processos nº 48500.006884/2022-15 e 48500.007896/2022-67, voto:

(...)

h) por determinar à SRM e à SGT que em prazo de 90 dias avaliem a necessidade de reformulação do Módulo 2.6A do PRORET, para

aprimoramento do tratamento dado às perdas não técnicas e à inadimplência em áreas de severa restrição operacional”.

É neste contexto, de clamor por uma solução mais adequada para fenômeno tão complexo, que se propõe metodologia alternativa para estabelecimento de metas de perdas não técnicas para áreas de concessão que contenham áreas com severas restrições operativas no âmbito de sua atuação.

5.1.

Critérios para elegibilidade ao tratamento específico para ASRO

Conforme foi observado na seção 3.5, não se pode concluir que o fenômeno das ASRO guarde relações com as restrições de entrega interna dos Correios. Apontou-se, inclusive, que seja bastante crível que ruas e vielas de comunidades sequer possuam CEPs, inviabilizando a utilização desta informação para elegibilidade ao tratamento de ASRO de acordo com a metodologia vigente. Portanto, na ausência de estudos que comprovem a correlação entre as informações – perdas comerciais e restrições de entregas internas pelos Correios – recomenda-se abandonar este critério de elegibilidade ao tratamento específico.

Em seu turno, foi apontado na seção 4.1 que órgãos oficiais do Rio de Janeiro reconhecem o caráter temerário de segurança pública no Estado, como relatado pela SEPOL em 2020. Na Figura 15, é possível avaliar os territórios em que há a dominação de grupos tráfico de drogas, de acordo com mapeamento realizado pela Secretaria de Estado de Polícia Civil (SEPOL) do Rio de Janeiro (SEPOL, 2020). Nota-se concentração de traficantes nos municípios da Baixada Fluminense – Duque de Caxias, São João de Meriti, Nova Iguaçu – bem como na zona norte do município do Rio de Janeiro.

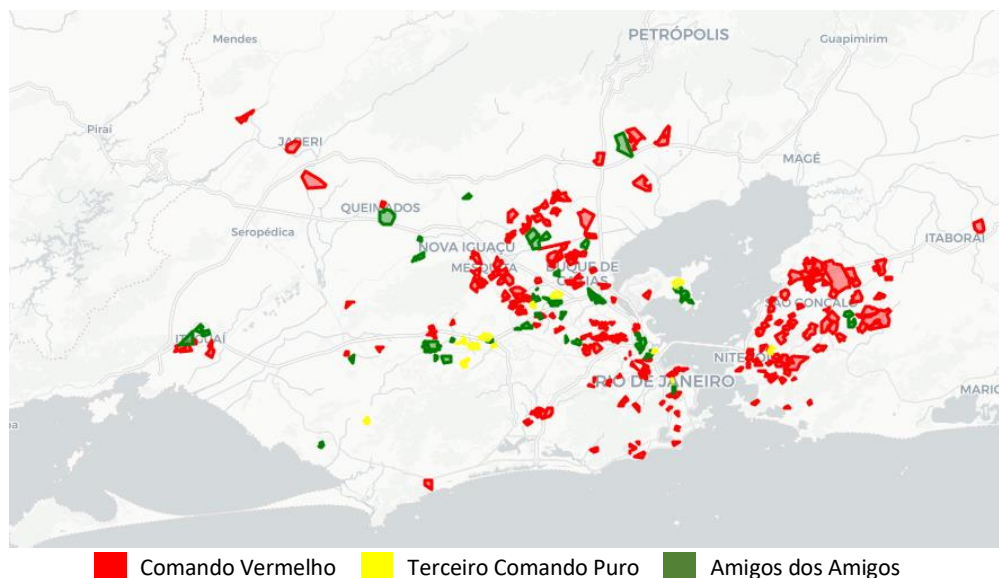


Figura 15. Georreferenciamento da atuação dos grupos de tráfico no Estado do Rio de Janeiro

Fonte: Dados georreferenciados fornecidos pela SEPOL. Arte própria.

Por sua vez, os grupos paramilitares armados conhecidos como “milícia” têm por característica principal a dominação de um determinado território para a exploração da prestação de distintos tipos de serviço à comunidade local, conforme apontado na seção 4.1. É usual, em regiões dominadas pela milícia, o impedimento de acesso de empresas prestadoras de serviços básicos de infraestrutura, tais como as de abastecimento de água, de gás, de telecomunicações e, até mesmo, de energia elétrica (SEPOL, 2020).

Na Figura 16, é possível observar a localização georreferenciada dos grupos de milícia que atuam no Estado do Rio de Janeiro segundo a SEPOL. Nota-se a predominância destes grupos paramilitares na zona oeste da cidade do Rio de Janeiro e em diversos municípios da Baixada Fluminense.

Fonte: Dados georreferenciados fornecidos pela SEPOL. Arte própria.

Com base no exposto, questiona-se: é mais razoável criar metodologia controversa, vinculando-se CEP, restrições de entrega e perdas não técnicas, sem comprovação minimamente empírica sobre a correlação entre estes fenômenos ou reconhecer que órgãos oficiais de segurança pública têm autoridade e competência suficiente para indicar que determinada localidade/município apresenta domínio de facções criminosas, impedindo a presença ordenada do Estado naquelas áreas?

De tal sorte que se recomenda que o critério à elegibilidade de tratamento diferenciado para alvos de perdas não técnicas de energia devido à presença de ASRO se dê mediante pleito da empresa interessada, com o devido respaldo de órgãos de segurança pública que atuem na concessão.

O nexo entre presença de ASRO e seus impactos em PNT fica à cargo da distribuidora de energia, mediante comprovação realizada por meio de balanço de energia, que é o tema do próximo tópico.

5.2.

Balanco de PNT em ASRO

A Light e a ENEL Rio, em suas contribuições à CP 029/20, trouxeram o entendimento de que é impossível regulamentar perdas não técnicas em ASRO por métodos comparativos, de *benchmarking*, ou quaisquer outras técnicas de *yardstick competition*, pois essas localidades não são comparáveis à nenhuma outra concessão, tampouco possuem base de dados extensa e padronizada para análises de similaridade.

De acordo com a Light (Light, 2020):

“(...) nos alinhamos também com a ideia de definir uma regulação específica para AR, dada a dificuldade de implementação de uma regulação por comparação e a impossibilidade de combate às perdas nessas regiões, tal como demonstrado anteriormente. Em função da impossibilidade da identificação de benchmarks para essas áreas, o tipo de regulação por incentivos adequada deve utilizar, ao menos como referência, a perda verificada em cada área.”

De fato, como demonstrado ao longo desta dissertação, até o presente momento ninguém foi capaz de obter variável que refletisse o fenômeno e que pudesse ser incorporada nos modelos econométricos. Como consequência, tratar distribuidora com presença de ASRO de forma similar a outra que não possui essa característica é, no mínimo, desarrazoado.

Por este motivo, enxerga-se que a meta final de PNT para concessões que tenham ASRO deve, necessariamente, passar pela desagregação do alvo regulatório entre ASRO e ANR (Áreas de Não Risco). Mas para fazê-lo, é necessário ter a dimensão de quanto as ASRO implicam nas perdas da Companhia e, por diferença, obter o balanço de PNT para ANR.

Portanto, torna-se parte fundamental desta proposta metodológica a medição de fronteira entre áreas normais e áreas com severas restrições operativas. A ideia aqui é obter o balanço de energia em três dimensões: Empresa, ASRO e ANR. A Tabela 16 demonstra o racional para obtenção do balanço de PNT com todas as desagregações referidas.

Tabela 16. Balanço de Perdas da empresa, ASRO e ANR.

Balanço Anual	EMPRESA	AR	ANR
•Energia Injetada em MT – EI	EI_{Global}^*	EI_{AR}^*	$EI_{Global} - EI_{AR}$
•Energia Medida Total - EMT	$EMM_{Global} + EBM_{Global}$	$EMM_{AR} + EBM_{AR}$	$EMM_{ANR} + EBM_{ANR}$
– Energia MT Medida - EMM	EMM_{Global}^*	EMM_{AR}^*	$EMM_{Global} - EMM_{AR}$
– Energia BT Medida - EBM	EBM_{Global}^*	EBM_{AR}^*	$EBM_{Global} - EBM_{AR}$
•Perdas – PT	$EI_{Global} - EMT_{Global}$	$EI_{AR} - EMT_{AR}$	$EI_{ANR} - EMT_{ANR}$
– Perdas (% EI) - $\%PT_{EI}$	PT_{Global}/EI_{Global}	PT_{AR}/EI_{AR}	PT_{ANR}/EI_{ANR}
– Perdas Técnicas Regulatórias (% EI) - $\%PTR_{EI}$	$\%PTR_{EI_{Global}}^*$	$\%PTR_{EI_{AR}}^*$	PTR_{ANR}/EI_{ANR}
– Perdas Técnicas Regulatórias - PTR	$\%PTR_{EI_{Global}} \times EI_{Global}$	$\%PTR_{EI_{AR}} \times EI_{AR}$	$PTR_{Global} - PTR_{AR}$
– Perdas Não Técnicas - PNT	$PT_{Global} - PTR_{Global}$	$PT_{AR} - PTR_{AR}$	$PNT_{Global} - PNT_{AR}$
– Perdas Não Técnicas (% EI) - $\%PNT_{EI}$	PNT_{Global}/EI_{Global}	PNT_{AR}/EI_{AR}	PNT_{ANR}/EI_{ANR}
– Perdas Não Técnicas (% Merc. BT) - $\%PNT_{BT}$	$PNT_{Global}/EBM_{Global}$	PNT_{AR}/EBM_{AR}	PNT_{ANR}/EBM_{ANR}

*Dados em vermelho são fontes primárias de informações. As demais, em preto, saem por álgebra. MT: Média Tensão; BT: Baixa Tensão; EI: Energia Injetada; AR: Áreas de Risco; ANR: Áreas de Não Risco.

Fonte: Contribuição da ENEL Rio CP 029/20.

Acontece que para obter os dados de ASRO (ou AR) de forma agregada, é necessário medir individualmente cada localidade. E esta tarefa não é trivial. A ENEL Rio relata possuir 217 ASRO (ENEL Rio, 2020). Já a Light aponta ter mapeado 230 ASRO (Light, 2020). Ou seja, são mais de duas centenas de localidades a serem acompanhadas por cada distribuidora.

Quando uma ASRO está localizada no final de um alimentador, ou quando há um alimentador dedicado ao atendimento de consumidores exclusivamente localizados em uma área de risco, pode-se lançar mão de um único medidor para apuração do balanço de energia da localidade.

No primeiro exemplo, instala-se uma medição encapsulada num poste na região limítrofe à ASRO, prévio à entrada da rede de média tensão na comunidade; no segundo caso, o próprio medidor alocado na saída da subestação cumpre ao propósito de auferir as perdas não técnicas da área de risco, afinal, este é um alimentador dedicado ao atendimento daquela localidade. A Figura 17 ilustra o caso supracitado.

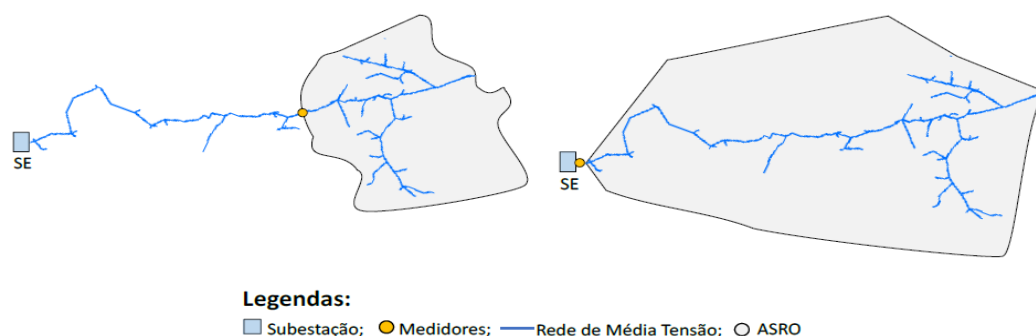


Figura 17. Tipologias Típicas de ASRO Monitoradas por apenas 1 Medidor

Contudo, é muito comum que os alimentadores conttenham clientes em áreas de risco e em áreas de não risco. Ou, ainda, é comum de um alimentador atender a mais de uma ASRO. Nesses casos, há que se inserir dois ou mais medidores para aferição do balanço de energia nessas localidades. Na Figura 18, demonstra-se tipologias típicas cujo balanço de energia em ASRO só é possível de ser obtido caso se instale dois ou mais equipamentos de medição.

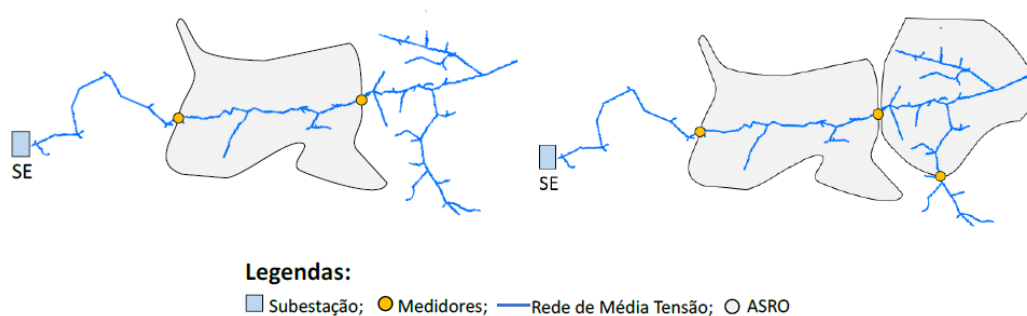


Figura 18. Tipologias Típicas de ASRO Monitoradas por Dois ou Mais Medidores

Nos casos assinalados anteriormente, com o objetivo de registrar corretamente o balanço de energia em cada ASRO, deve-se apurar a diferença de leitura entre os medidores na entrada e na saída da área de risco para se obter a real energia passante na localidade.

Por fim, podem ainda existir localidades em que sejam necessários grande volume de medidores para correta mensuração da energia injetada na área de risco.

Seja como for, torna-se primordial que as empresas que possuam ASRO façam medições de PNT nas localidades classificadas como de risco, uma vez que, apenas desta forma, tornar-se-á possível determinar o impacto destas áreas no âmbito das perdas comerciais.

Para tanto, recomenda-se que sejam instalados medidores de fronteira e que estes investimentos sejam considerados prudentes pela ANEEL, isto é, evitando-se glosas no CAPEX investido para esta finalidade, que tem o condão de melhor apurar os níveis de perdas na concessão para melhor gestão dos recursos disponíveis.

Por fim, deve-se citar que as figuras demonstradas nesta seção ainda são acometidas de possíveis simplificações. Na prática, pode ocorrer de não ser possível ou economicamente viável delimitar completamente as medições de uma ASRO, isto é, à jusante da medição também conter clientes em ANR; ou o contrário, não ser possível medir todos os clientes de uma ASRO. Nestes casos devem ser feitos

ajustes nos balanços de energia para expurgar clientes indevidos ou contabilizar clientes tangíveis, mas não abarcados pelas medições.

Propõe-se metodologia para o primeiro caso – clientes em ANR à jusante da medição das ASRO – que seus consumos sejam contabilizados nos sistemas comerciais da empresa para o mês civil em análise e deduzidos do balanço de energia, bem como os consumos estimados das iluminações públicas georreferenciadas naquele perímetro.

Propõe-se metodologia para o segundo caso – clientes em ASRO e não abarcados no projeto de medição – que seus consumos sejam estimados com base na média dos usuários medidos daquela área de severa restrição operativa, e que as estimativas de carga das iluminações públicas daquele perímetro não medido também sejam consideradas no cômputo do balanço de energia.

Os dois procedimentos anteriormente citados são simplificações da realidade. O primeiro pode superestimar as PNT nas ASRO, uma vez que se parte do pressuposto – não comprovado empiricamente – de que usuários em ANR não furtam energia, o que pode não ser a realidade local. O segundo caso é menos controverso, uma vez que a estimativa de consumo dos usuários em ASRO, mas não abarcados pelo projeto de medição, já considera os níveis de PNT médios da AR. Ainda assim, trata-se de estimativa, que certamente é passível a erros.

5.3.

Alvos regulatórios de PNT para ASRO

Conforme observado na seção 4.1, a própria Secretaria de Estado de Polícia Civil (SEPOL) do Rio de Janeiro, SEPOL, reconhece que na unidade federativa há facções criminosas – tráfico e milícia – que impõem obstáculos enormes à concretização do Estado pleno de direito. A Figura 19 demonstra o georreferenciamento da atuação dos grupos criminosos no Estado do Rio de Janeiro.

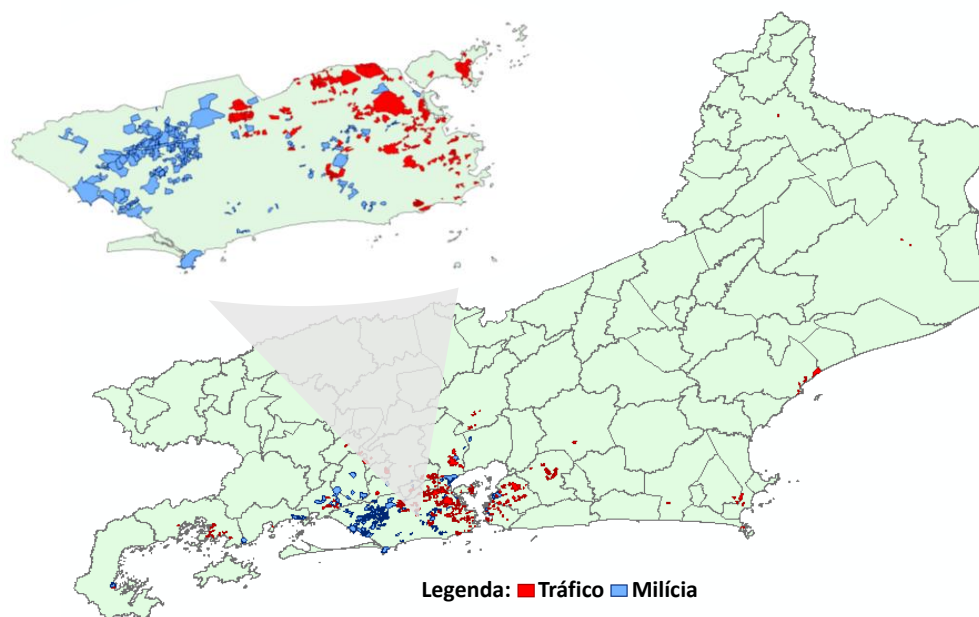


Figura 19. Georreferenciamento da atuação dos grupos de tráfico e milícia no Estado do Rio de Janeiro.

Fonte: Dados georreferenciados fornecidos pela SEPOL. Arte própria.

Por sua vez, a definição quanto à criação/exclusão de uma ASRO pelas distribuidoras de energia elétrica é, em certo grau, autodeclaração, em que pesem procedimentos internos específicos. A ENEL Rio cita que (ENEL Rio, 2020):

“Para inclusão/exclusão de determinada localidade como Área de Risco, a ENEL Rio instituiu dois comitês internos que se destinam a avaliar se determinada localidade deve ser classificada como de severa restrição operativa, quais sejam:

** Comitê local: formado por uma equipe multidisciplinar, composto pelos responsáveis dos processos comerciais (perdas, cobranças, novas ligações, atendimento de emergência e leitura) e um responsável da área de segurança da ENEL. Estes membros têm a incumbência por delimitar o perímetro da área de risco, reunindo as evidências necessárias e descritas no procedimento interno, sumarizado na tabela a seguir;*

** Comitê central: formado pela alta direção da ENEL, responsável por autorizar de forma definitiva a inclusão e/ou retirada de áreas da marcação de risco.*

Evidência	Caracterização
Evidências obrigatórias	a) Ao menos 2 registros policiais registrados por equipes ENEL RJ distintas ou 1 notícia crime por área de risco b) Plotagem da área a ser avaliada como risco no Google Earth
Evidências sugeridas	a) Filmagem dos veículos da ENEL b) Reportagens divulgadas em mídia física ou virtual

Em seu turno, o procedimento de inclusão ou exclusão de uma determinada ASRO pela Light pode ser resumida de acordo com o exposto na Figura 20.

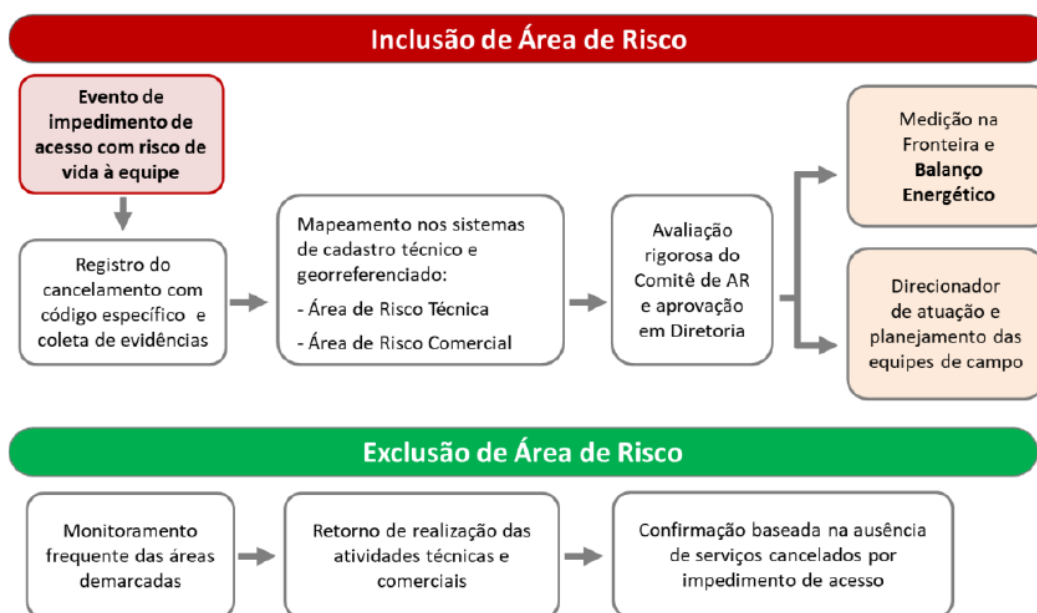


Figura 20. Procedimento de inclusão/exclusão de ASRO de acordo com a Light.

Fonte: Contribuição Light para CP 029/20 (Light, 2020).

Traz-se à tona o dilema do regulador: como estabelecer incentivos, e ao mesmo tempo promover o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, reconhecendo o fenômeno das ASRO, mas sendo concomitantemente temerário reconhecer uma localidade como de risco considerando-se apenas procedimentos internos das distribuidoras de energia? Não há resposta simples.

Neste contexto, entende-se que há, pelo menos, três tipos de situações possíveis.

- a) Aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO batem com o mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes;

- b) Aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO são similares, em certa magnitude, ao mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes;
- c) Aquelas cujas classificações das distribuidoras quanto às ASRO são desconexas com o mapeamento de poder paralelo realizado pelos órgãos de segurança pública ou órgãos competentes equivalentes.

A Figura 21 ilustra os casos supracitados.

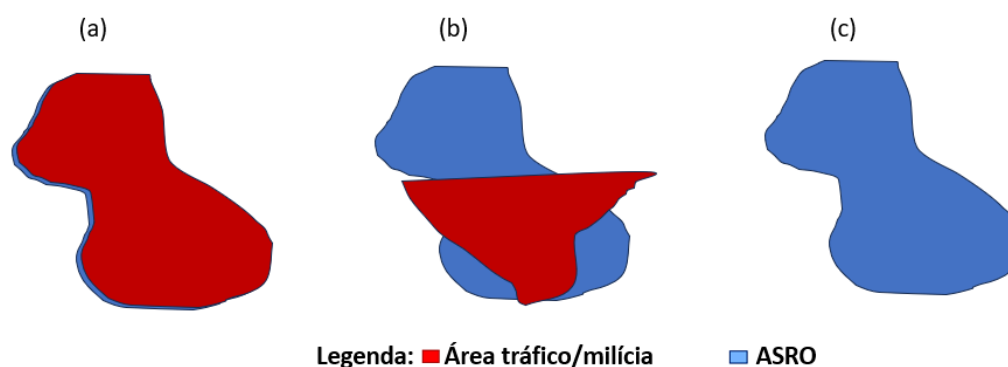


Figura 21. Convergência de Mapeamento entre Áreas de Tráfico/Milícia por Órgão de Segurança Pública ou equivalente e ASRO de acordo com Distribuidoras de Energia.

Fonte: Elaboração própria.

Note que o caso (a) é o casamento perfeito. Tanto distribuidora quanto poder público entendem que aquela área é dominada pelo poder paralelo, sendo que nem a polícia/Estado consegue atuar naquela localidade.

O caso (b) também apresenta boa convergência. O poder público reconhece que a localidade é dominada por milicianos/traficantes e a distribuidora também aponta para essa realidade, embora, neste exemplo, a distribuidora expõe uma abrangência maior que o órgão do Estado. O contrário também poderia acontecer. Este caso, sobre o prisma deste estudo, é similar ao primeiro.

O terceiro caso (c) é antagônico. Nele, a ASRO somente é reconhecida pela distribuidora, sendo que o poder público não aponta para esta realidade. Este é um exemplo que causa desconforto.

Propõe-se tratamento regulatório para PNT em ASRO desagregada em duas frentes, conforme será demonstrado na seção a seguir.

5.3.1.

ASRO reconhecidas pelo Poder Público

Às ASRO cujo próprio Estado reconhece como localidades dominadas pelo poder paralelo não pode ser aplicado o conceito de regulação por incentivos. Não há como a concessionária combater o furto de energia naquela área e tampouco pode-se deixar de prestar este serviço essencial à população que reside naquele local. Por esse motivo, propõe-se o reconhecimento integral das PNT apuradas por balanços de energia para os casos (a) e (b) discutidos anteriormente.

Contudo, não seria coerente com a sociedade que estas perdas fossem apuradas apenas no momento da revisão tarifária e consideradas perenes durante os demais reajustes até a próxima RTP. Imagine a situação hipotética das perdas decrescerem durante o ciclo entre revisões: neste caso o consumidor seria penalizado. Também não seria coerente com o acionista da distribuidora que o aumento de perdas durante o ciclo fosse arcado por ele: o problema é da concessão, não do concessionário.

Neste caso, propõe-se alteração profunda no Proret 2.6 vigente. As PNT nas ASRO reconhecidas pelo Poder Público teriam que ser repassadas às tarifas cada ano tarifário.

Neste mecanismo, as PNT consideradas na RTP para as ASRO reconhecidas pelo Poder Público seriam aquelas apuradas no ano civil anterior à revisão, relativizadas ao mercado BT de toda a concessão. No primeiro reajuste tarifário após a revisão, seria apurado este montante novamente, para o ano civil anterior. E assim sucessivamente.

A Tabela 17 ilustra um exemplo hipotético da metodologia proposta. Suponha uma distribuidora que tenha Revisão Tarifária Periódica (RTP) em março de 2023, e os consequentes reajustes tarifários (IRTs) nos meses de março dos anos posteriores. No momento da revisão, o balanço das ASRO reconhecidas pelo Poder Público apontou uma PNT de 150 GWh no ano de 2022, que relativizado ao mercado de Baixa Tensão (BT) da distribuidora utilizado no processo revisional (1.000 GWh) perfaz 15%.

A meta de PNT para ANR equivale a 8% do mercado BT no cálculo da RTP, e decresce com o tempo. Neste momento, considera-se esta meta como um dado do exemplo, pois a metodologia proposta para sua obtenção será foco da seção 5.4. De

tal sorte que a meta total de PNT equivale a 23% do mercado de BT no cômputo da revisão.

No 1º reajuste, suponha que as PNT apuradas no ano civil anterior para as ASRO reconhecidas pelo Poder Público equivalham a 130 GWh, isto é, 20 GWh inferior ao calculado na RTP. Logo, o consumidor se beneficiaria com 2 pontos percentuais a menos no IRT de março de 2024. Já no IRT de março de 2025 as perdas apuradas para ASRO reconhecidas pelo Poder Público o ano de 2024 alcançou o nível de 160 GWh. Logo, o consumidor teria um aumento na meta de PNT de 1 ponto percentual ao que foi auferido na RTP.

Tabela 17. Exemplo 1: cálculo de metas para PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público.

	RTP mar/23	IRT mar/24	IRT mar/25	IRT mar/26	IRT mar/27
Balanco de Energia	2022	2023	2024	2025	2026
PNT ASRO (GWh)	150	130	160	180	140
Mercado BT (GWh)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
PNT Meta ASRO (%)	15,00%	13,00%	16,00%	18,00%	14,00%
PNT Meta ANR (%)	8,00%	7,70%	7,40%	7,10%	6,90%
PNT Meta Total (%)	23,00%	20,70%	23,40%	25,10%	20,90%

Fonte: Elaboração própria.

Repare no exemplo hipotético que propositalmente o mercado de Baixa Tensão fica inalterado ao longo do tempo, ou seja, se considera o montante apurado no processo de RTP. Entende-se que este procedimento é o mais adequado, pois como a dinâmica do mercado é muito incerta, caso se utilize aquele do IRT os balanços poderiam dar sinais equivocados. Vide Tabela 18.

Tabela 18. Exemplo 2: cálculo de metas para PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público.

	RTP mar/23	IRT mar/24	IRT mar/25	IRT mar/26	IRT mar/27
Balanco de Energia	2022	2023	2024	2025	2026
PNT ASRO (GWh)	150	130	160	180	140
Mercado BT (GWh)	1.000	1.100	900	950	1.050
PNT Meta ASRO (%)	15,00%	11,82%	17,78%	18,95%	13,33%
PNT Meta ANR (%)	8,00%	7,70%	7,40%	7,10%	6,90%
PNT Meta Total (%)	23,00%	19,52%	25,18%	26,05%	20,23%

Fonte: Elaboração própria.

Neste exemplo, como o mercado aumentou em 10% entre a RTP e o primeiro IRT, a meta para ASRO cairia mais de 3 pontos percentuais. Porém, note que este mercado agregado muito provavelmente é oriundo de ANR (observou-se na Tabela 14, página 76, que a Light relata que as ASRO concentram apenas 8,3% do mercado BT, mas 65% das PNT).

O inverso também seria verdadeiro. A queda expressiva de mercado no IRT de 2024 ocasionaria um aumento na meta desproporcional. De tal sorte que se propõe que o mercado BT para cômputo das metas durante os IRTs seja aquele utilizado no momento da RTP.

Uma vez que as metas sejam apuradas em cada IRT, o procedimento de sua valoração para composição da TUSD²³ Perdas Não Técnicas é similar ao procedimento vigente. Basta multiplicar o percentual total pelo mercado de Baixa Tensão utilizado no IRT pelo preço médio de compra de energia²⁴.

Suponha um Pmix de R\$230/MWh e os dados que constam nas duas tabelas anteriores. A meta para IRT 1 é 20,70% (Tabela 17) e o mercado BT utilizado no processo é 1.100 GWh (Tabela 18). Logo, a receita de PNT para cômputo da TUSD Perdas equivale a R\$52.371.000,00, de acordo com a equação 5.1.

$$\begin{aligned} \text{TUSD}_{\text{PNT}}^{\text{IRT1}} &= \text{Meta (\%)} \times \text{Mercado BT}^{\text{IRT1}} \times \text{Pmix}^{\text{IRT1}} & (5.1) \\ \text{TUSD}_{\text{PNT}}^{\text{IRT1}} &= 20,70\% / \text{MercBT} \times 1.100.000 \text{ MWh} \times 230 \text{ R\$/MWh} \\ \text{TUSD}_{\text{PNT}}^{\text{IRT1}} &= \text{R\$52.371.000,00} \end{aligned}$$

Cumpra esclarecer que durante o ciclo de revisão não serão criadas novas ASRO. Se, porventura, durante este período a concessionária conseguir atuar em determinada localidade – na remota hipótese de a mesma deixar de ser dominada pelo poder paralelo, por exemplo -, ela terá incentivo a fazê-lo, pois o mercado regular aumentaria, possibilitando incremento de receita para o negócio.

Propõe-se, ainda, quatro inovações metodológicas.

A primeira é que a concessionária com presença de ASRO divulgue em plataforma amigável o balanço de perdas das ASRO reconhecidas pelo Poder Público em seu website. A granularidade das informações deve ser por área de risco e a periodicidade mensal, com defasagem máxima de dois meses. De tal sorte que

²³ Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

²⁴ Conhecido como Pmix.

a sociedade consiga acompanhar a evolução das perdas não técnicas e tenha uma certa previsão de quanto o balanço de perdas comerciais poderá impactar nas metas regulatórias, e, por consequência, nas tarifas da concessão.

Este tipo de métrica, inclusive, permitirá uma certa concorrência entre usuários de ASRO distintas. Aqueles localizados em ASRO com perdas muito elevadas podem se sentir constrangidos, buscando ações locais para redução dos patamares de perdas comerciais, por meio dos líderes regionais, por exemplo.

Esta abordagem tem alicerce no *Sunshine Regulation*, ou regulação por exposição (Tinker A., 1984). O objetivo principal da Regulação Sunshine é dar transparência ao desempenho dos prestadores de serviços regulados, por meio da divulgação de uma cesta de indicadores escolhidos previamente e que sejam estratégicos o engajamento da sociedade.

A Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP), na Nota Técnica “*Metodologia para implantação da Regulação por Exposição (Regulação Sunshine) no âmbito dos serviços de saneamento básico regulados pela ARSESP*”, de março de 2021, cita que (ARSESP, 2021):

“Regulação Sunshine pode servir como uma espécie de “ponte” facilitadora para o aumento do nível de participação social na medida em que traduzirá as informações complexas, recebidas dos prestadores de serviços, em informações simplificadas mais facilmente assimiladas e interpretadas pela sociedade, permitindo que o cidadão ou entidades do setor de saneamento tomem conhecimento de eventuais desvios de performance em escala local (municipal)”.

Ou seja, entende-se que a *Regulação Sunshine* aqui proposta possa surtir o efeito desejado de autocontrole dos níveis de PNT, ainda que numa parcela limitada dos usuários das ASRO em tela. Ou então, que a abordagem comparativa cause estímulos à redução das PNT em ASRO “rivals”.

A segunda inovação metodológica diz respeito à concessionária em tela dispende recursos para realização de ações que promovam o conhecimento da sociedade acerca das informações disponíveis sobre PNT em ASRO: não basta a informação estar disponível no site, é preciso que os usuários saibam de sua existência, utilidade e seus reflexos tarifários.

Entende-se que (i) divulgação no site da Companhia; (ii) disposição de informações nas faturas; e (iii) folders nas agências de atendimento presencial são exemplos de ações que não têm custos elevados, embora também possa se suspeitar de que não tenham resultados tão efetivos.

Em seu turno, ações como mídia em rádio/TV são certamente mais onerosas, mas cujos resultados podem ser mais vantajosos. Neste sentido, a ANEEL deveria regulamentar os alcances desejados da Regulação Sunshine. Mas há que se ter o cuidado de não onerar demasiadamente concessão que já sofre a mazela da violência latente.

A terceira inovação diz respeito a se repensar a fonte de financiamento desta parcela das metas de PNT. Como observou-se na seção 2.1., em regiões em que há elevado furto de energia, as tarifas tendem a ser mais altas, sendo que consumidores que não furtam, pagam por aqueles que o fazem. Logo, há um ciclo vicioso, cujas tarifas elevadas impulsionam os usuários ao furto ou à inadimplência.

Como se trata de furto em regiões caracterizadas pela ausência do Estado, não se torna razoável apenas os usuários regulares daquela concessão custearem as PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público. Frisa-se: é um problema da concessão, não do concessionário.

Tampouco, se resolve este problema criando-se mais subsídios para comporem a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que é o encargo setorial que concentra boa parte das cifras de subvenções do setor elétrico. A CDE em 2023 já tem orçamento de R\$ 34,9 bilhões, impactando em cerca de 12% na tarifa de energia elétrica (Canal Energia, 2023).

Portanto, o que se discute nesta proposta é que o montante de PNT em ASRO reconhecidas pelo Poder Público seja financiada por aportes de recursos da União. Para tanto, faz-se necessário uma força tarefa para que o congresso nacional “compre” esta ideia e a leve para apreciação no plenário. Após este movimento, a ANEEL deverá regulamentar esta diretriz.

Somente com a metodologia ora proposta entende-se que se pode equacionar o problema das PNT em áreas de concessão com presença de ASRO, sendo que a terceira inovação proposta não se encontra na alçada da ANEEL, o que pode acarretar morosidade para um tema tão urgente.

Por fim, a quarta inovação metodológica diz respeito à ANEEL atuar na fiscalização das medições das ASRO, por meio de inteligência analítica. Por certo,

o volume de informações é demasiado, mas por meio de estrutura de dados pode-se verificar se os procedimentos da Companhia estão adequados para cômputo do balanço de energia.

Em caso de não conformidades, aplicar-se-ia as penalidades cabíveis, previstas na Resolução Normativa nº 846/19, que dispõe sobre procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência (ANEEL, 2019b).

5.3.2.

ASRO não reconhecidas pelo Poder Público

As ASRO que não são reconhecidas pelo Poder Público como localidades dominadas pelo poder paralelo são um caso para reflexão – caso (c) discutido na Figura 21. Parte-se da premissa de que nenhum concessionário ocultaria informações acerca da realidade vivenciada pelas equipes em campo. Sobre tudo, em Unidades Federativas tão complexas como o Rio de Janeiro.

Porém, é desconfortável para a ANEEL reconhecer a totalidade das PNT nestas localidades, uma vez que, de certa forma, estas ASRO são autodeclaradas pelas concessionárias de distribuição de energia. Portanto, uma solução paliativa seria reconhecer algum nível de perdas comerciais destas localidades. Mas como fazê-lo?

Propõe-se que estas localidades também sejam acompanhadas por meio de balanços de energia oriundos de projetos de medições alocados para tal finalidade. Valem todos os pontos citados na seção 5.2.

No entanto, para estas ASRO, propõe-se que o reconhecimento das PNT não seja integral. Basicamente, a proposta em tela é que a metade do nível de perdas comerciais médio por ASRO reconhecidas pelo Poder Público seja repassado às tarifas, limitado a 80% do total.

A Tabela 19 ilustra o procedimento proposto. Suponha que haja 150 ASRO reconhecidas pelo Poder Público cujas PNT acumulem 150 GWh/ano. Logo, a PNT média por ASRO equivale a 1,00 GWh/ASRO. Logo, para ASRO não reconhecidas pelo Poder Público seria repassado à tarifa o patamar de 0,5 GWh/ASRO.

Suponha também que existam 60 ASRO não reconhecidas pelo Poder Público. No Caso 1, estas áreas de risco acumulam 75 GWh de PNT, o que daria

uma média de 1,25 GWh por ASRO, número até superior à média obtida para ASRO reconhecidas pelo Poder Público. Neste caso, o repasse à tarifa limitado a 0,5 GWh/ASRO ocasionaria o reconhecimento de 30 GWh de PNT, o que equivale a 40% das perdas destas localidades.

Tabela 19. Cálculo de metas para PNT em ASRO não reconhecidas pelo Poder Público.

	Reconhecidas	Não Reconhecidas (Caso 1)	Não Reconhecidas (Caso 2)	Não Reconhecidas (Caso 3)
PNT ASRO (GWh)	150	75	40	30
Número de ASRO	150	60	60	60
PNT ASRO/#ASRO (GWh)	1,00	1,25	0,67	0,50
Limite PNT ASRO/#ASRO (GWh)	1,00	0,50	0,50	0,50
PNT Reconhecida (GWh)	150	30	30	24
Reconhecimento (%)	100%	40%	75%	80%

Fonte: Elaboração própria.

No Caso 2, estas 60 ASRO acumulariam uma PNT de 40 GWh, com uma média de 0,67 GWh por área de risco. Uma vez mais aplicando-se o limite, ocasionaria o reconhecimento de 30 GWh de PNT, o que equivale a 75% das perdas destas localidades.

Por fim, no Caso 3, as 60 ASRO somam apenas 30 GWh de PNT. Se fosse aplicado a métrica de 0,5 GWh por ASRO seria reconhecida a totalidade das perdas comerciais destas localidades. Neste caso, aplica-se o limitador de 80%, sendo reconhecidos 24 GWh de PNT.

Os *shapesfiles* das ASRO das distribuidoras de energia não é um dado público, sendo irresponsável afirmar qual dos três casos é o mais provável que ocorra quando da aplicação desta metodologia. Contudo, não há razões para acreditar que a perda média por ASRO seja tão distinta como a ocorrida no Caso 3. Portanto, arbitra-se que o caso real estaria em torno dos Casos 1 e 2.

A lógica desta metodologia é que o usuário/União arque com parcela do furto das ASRO não reconhecidas pelo Estado, e que o complemento fique com os acionistas das concessionárias. Estes últimos teriam o estímulo de estreitar relações com o Poder Público para que haja um mapeamento mais atualizado das regiões de sua concessão em que o poder paralelo se faz presente.

Por fim, valem as observações realizadas na seção 5.3.1., com apenas uma alteração proposta. Nos IRTs, haveria o limite de se repassar para a tarifa as PNT obtidas no cômputo da RTP. Ou seja, se as PNT das ASRO não reconhecidas pelo

Poder Público reduzirem em relação à revisão tarifária, o usuário seria beneficiado. Mas se elas aumentarem, não haveria repasse. Embora assimétrico, o tratamento busca equacionar o caráter não oficial das deflagrações destas ASRO.

5.4.

Alvos regulatórios de PNT para Áreas Normais

5.4.1.

Metodologia

Como visto até aqui, toda a metodologia proposta parte da premissa de que a meta de PNT deva ser desagregada entre ASRO e ANR (Áreas de Não Risco ou Áreas Normais). Para ASRO, a seção anterior equacionou a questão, incluindo a possibilidade de se dar tratamento para áreas de risco reconhecidas ou não pelo Poder Público. Mas qual abordagem deve ser dispendida para áreas normais?

Quando se destina tratamento específico para as ASRO, por certo que o combate às PNT nas áreas possíveis se torna menos complexo do que o Índice de Complexidade calculado para toda a concessão. Logo, o pilar fundamental da metodologia proposta para as ANR é o recálculo da complexidade desta parcela da concessão.

Contudo, há um desafio operacional. Como as ASRO são fenômenos razoavelmente recentes, não há um painel de informações disponível para se estimar modelos com dados em painel. Como observado na seção 4.1, a discussão regulatória do fenômeno se iniciou em 2016, mas os dados consolidados do assunto estão disponíveis apenas a partir de 2018. Ou seja, seria inviável compor painel 2010-2019 para reestimar os 138 modelos econométricos ou os que venham a substituí-los.

Logo, uma solução razoável é reestimar apenas o Índice de Complexidade dos 138 modelos, ou aqueles vindouros em revisão metodológica, de tal sorte a se obter a real complexidade das áreas possíveis de se atuar. Mas o grau de assertividade desta metodologia dependerá das informações utilizadas nos modelos.

A subnormalidade, por exemplo, possui a máxima desagregação a nível de Setor Censitário (SC)²⁵, segundo dados do último Censo. Aliás, cabe aqui uma

²⁵ O setor censitário é uma unidade territorial estabelecida para fins de controle cadastral, sendo o menor grão em que os microdados do Censo são divulgados.

observação: se um SC é subnormal, toda a população e domicílios ali presentes são subnormais. Ou seja, sob a ótica da subnormalidade, os SC são binários, são ou não são subnormais.

As dimensões de violência são dadas por Município, uma vez que os dados são oriundos do Datasus. Como podem existir várias ASRO num único município, como o Rio de Janeiro, por exemplo, limita-se a desagregação desta informação. Por fim, o índice de Gini é uma variável dada por Unidade Federativa. Para esta, torna-se inviável a desagregação da informação entre ASRO e ANR.

Feitas as considerações cabíveis, uma possível estimativa do IC para ASRO e ANR, pode ser baseada nos estudos da Siglasul Consultoria LTDA, expostos na contribuição da ENEL Rio no âmbito da CP 029/20 (ENEL Rio, 2020). Toda a metodologia baseia-se no georreferenciamento das ASRO e dos dados socioeconômicos.

Considere-se, inicialmente, a dimensão subnormalidade, que está presente nos 138 modelos. Procede-se com o seguinte passo a passo:

- Vincula-se geograficamente os Setores Censitários (SC) aos polígonos das ASRO;
- Procede-se o cálculo das variáveis em ASRO e ANR, relativizando-as à variável obtida para a concessão como um todo na época do Censo; e
- Aplica-se a relação obtida no passo anterior aos valores observados da variável à nível empresa no ano de referência de cálculo do IC.

Para vinculação geográfica dos SC aos polígonos das ASRO calcula-se, para cada SC, o percentual da área com interseção com áreas de risco ($\%ASRO_{SC}$). Conforme observa-se na Figura 22, nestes casos, podem ocorrer três situações: (i) a área do SC está contida na ASRO, ou seja, $\%ASRO_{SC}=100\%$; (ii) a área do SC está parcialmente contida na ASRO, isto é, $0<\%ASRO_{SC}<100\%$; (iii) não há incidência de ASRO no SC, ou seja, $\%ASRO_{SC}=0$.

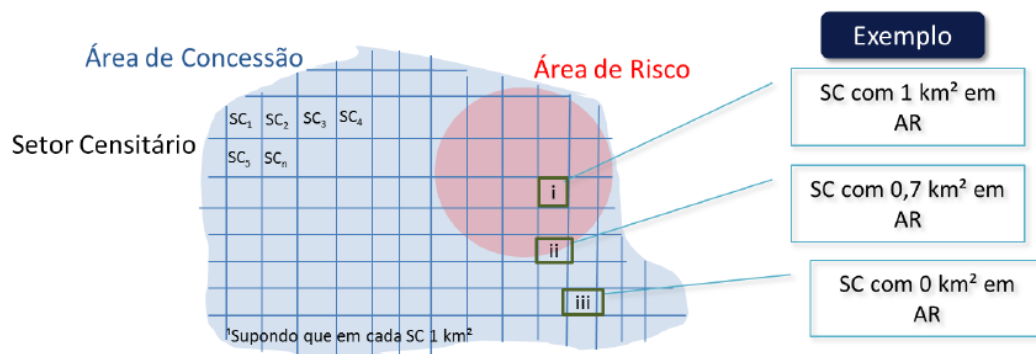


Figura 22. Incidência das ASRO nos Setores Censitários.

Fonte: Siglasul Consultoria LTDA, disponível em (ENEL Rio, 2020).

O segundo passo consiste em calcular as variáveis de subnormalidade em ASRO e ANR, ponderando-as pelo peso de referência da variável (população ou domicílios) no setor censitário. A equação 5.4.1 mostra a estimativa da variável subnormal para as áreas de risco, a qual estima a população em ASRO para cada SC, obtendo um cálculo ponderado para toda a região. Para o cálculo da variável em ANR, substitui-se o $\%AR_i$ por $\%ANR_i$, definido por $(1 - \%AR_i) = \%ANR_i$.

$$Sub2(AR) = \frac{\sum_i^{N_{SC}} \%AR_i \times Pop_i \times Sub2_i}{\sum_i^{N_{SC}} Pop_i \times Sub2_i} \quad (5.4.1.1)$$

Em que:

N_{SC} é o número de SC presentes na área de concessão;

Pop_i é a população do i-ésimo SC,

$Sub2_i$ é igual a 1 (se o i-ésimo SC é subnormal) ou 0 (caso contrário);

$\%AR_i$ é o percentual de AR no i-ésimo SC.

Por fim, o último passo para desagregação das variáveis entre ASRO e ANR consiste em aplicar a variação dos valores obtidos para cada localidade em relação à variável calculada para a empresa no ano de referência do cálculo do IC. Como o cálculo das variáveis para ASRO e ANR é baseado nas populações e domicílios, sendo os dados disponibilizados por SC, deve-se, então, aplicar a relação obtida no ano do Censo, ao ano de referência utilizado no IC.

Por exemplo, suponha que, para determinada empresa, o valor da variável sub2 utilizada no IC é 0,10. Para esta mesma empresa, o valor da sub2 no último Censo foi 0,08, e, ao desagregar em ASRO e ANR obteve-se 0,14 e 0,06, respectivamente. Assim, o valor a ser utilizado no IC para ASRO será $sub2_{ASRO} =$

$(1+0,10) \times (1+0,14) / (1+0,08) - 1 = 16\%$ e ANR será $sub2_{ANR} = (1+0,10) \times (1+0,06) / (1+0,08) - 1 = 8\%$.

A fórmula proposta é a seguinte, ilustrada para ANR. Ou seja, o valor proposto para Sub2 no momento do estudo do IC em ANR ($Sub2^{ANR}$) é a ponderação percentual da Sub2 no utilizada no IC ($Sub2^{IC}$) em relação aos dados obtidos de subnormalidade para ANR de acordo com o procedimento proposto ($Sub2^{ANRCenso}$) e a subnormalidade obtida no momento do Censo ($Sub2^{Censo}$). O mesmo racional vale para ASRO.

$$Sub2^{ANR} = (1 + Sub2^{IC}) \times (1 + Sub2^{ANR\ Censo}) / (1 + Sub2^{Censo}) - 1 \quad (5.4.1.2)$$

À título de ilustração do racional proposto, suponha o cálculo dos IC_{ASRO} e IC_{ANR} para a empresa E. Observa-se na Figura 23 que é esperado a elevação da posição do IC_{ASRO} (IC_{AR}) e queda do IC_{ANR} em relação ao IC original da distribuidora. Com a ordenação das linhas e colunas da matriz probabilidades, a partir dos IC's, é possível visualizar que, comparado à empresa E como um todo, a ASRO terá maior probabilidade de ser mais complexa do que as demais empresas. Para ANR, inverter-se a lógica, passando a ter menor probabilidade de ser mais complexa do que as demais empresas.

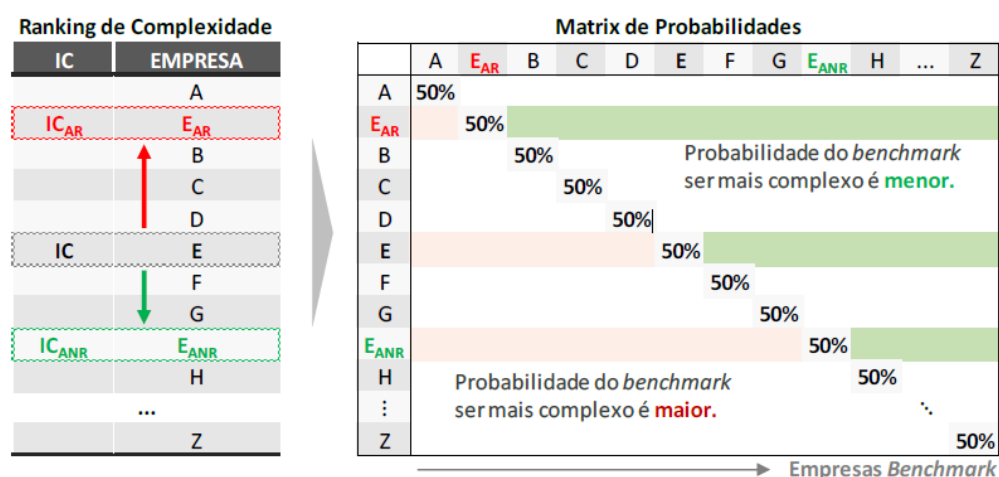


Figura 23. Matriz de probabilidades ordenada pelo Ranking de Complexidade após a desagregação do IC em AR e ANR.

Fonte: Siglasul Consultoria LTDA, disponível em (ENEL Rio, 2020).

5.4.2.

Ponto de Partida e Cálculo da Meta

Como visto no capítulo 3, são pilares fundamentais da metodologia empregada pela ANEEL a definição de um ponto de partida e de uma meta a ser atingida ao final do ciclo tarifário. O ponto de partida, via regra geral, é definido como a ponderação da última meta e da performance histórica. Mas a última meta somente é conhecida para a concessão como um todo. Portanto, como desagregá-la para determinação de metas específicas para ANR?

Uma forma possível seria ponderá-la pelo balanço de energia em ASRO e ANR. Porém, esta abordagem é passível de críticas. Não há como garantir que a complexidade se dê de forma linear aos níveis de perdas em cada área.

Outra solução, mais elegante, seria utilizar o próprio índice de complexidade calculado para as áreas normais em relação ao índice de complexidade da empresa como um todo multiplicando este resultado à última meta definida para a concessionária. A equação 5.4.2 expõe o racional proposto.

$$PP(ANR) = Meta_{CRTPA} \times \frac{IC_{ANR}}{IC_{Global}} \quad (5.4.2)$$

Em última instância, pode-se pensar que estar-se-ia desagregando a meta do ciclo anterior em “duas concessões virtuais”, que contêm distintas complexidades.

Após a desagregação do ponto de partida, propõe-se a aplicação do PRORET 2.6. para as PNT em ANR, considerando a PNT sobre o mercado de BT medido obtido no balanço de energia como perda de referência. A partir desses inputs, é necessário recalcular a matriz de probabilidades a partir do IC_{ANR} , a fim de se calcular metas *benchmarks* adequadas para as áreas normais.

E, por fim, o cálculo da meta também deveria seguir as regras definidas no PRORET, com o limite da velocidade de redução estabelecida pela ANEEL na regra geral. A Tabela 20 sintetiza o exposto.

Tabela 20. Regras do ponto de partida e da meta após recálculo do IC para ANR.

Tipo	Regra Proposta para ANR
Ponto de Partida	$PP_i = 87,5\% \times MetaCicloAnterior_i \times ICANR/ICGlobal + 12,5\% \times PNTANR_i$
Meta	$Meta_i = MIN[PNT_{bench} \times Prob_i + PNT_i \times (1 - Prob_i)]$

Fonte: Adaptado de Submódulo 2.6A – PRORET.

5.4.3.

Estudo empírico: o caso da Light

No intuito de provar a efetividade da metodologia proposta nesta seção, realizou-se o exercício de calcular o Índice de Complexidade para a concessão da Light, desagregando-o entre ASRO e ANR. Como os *shapesfiles* de ASRO não são informações públicas, teve-se que adotar hipótese simplificadora.

Partiu-se dos dados georreferenciados de tráfico e milícia disponibilizados pela SEPOL, conforme demonstrado na seção 5.3. Supondo-se que todas estas localidades mapeadas pela Secretaria de Polícia equivalham às ASRO da Light – o que certamente é equivocado, mas são os únicos dados públicos conhecidos no momento em que esta dissertação é redigida -, pode-se estimar a complexidade residual nas áreas normais de acordo com as métricas expostas na seção 5.4.1.

A Figura 24 demonstra o georreferenciamento das áreas de Tráfico e Milícia de acordo com a SEPOL para a área de concessão da Light, as quais aqui serão forçadamente equivalentes às ASRO da Companhia.

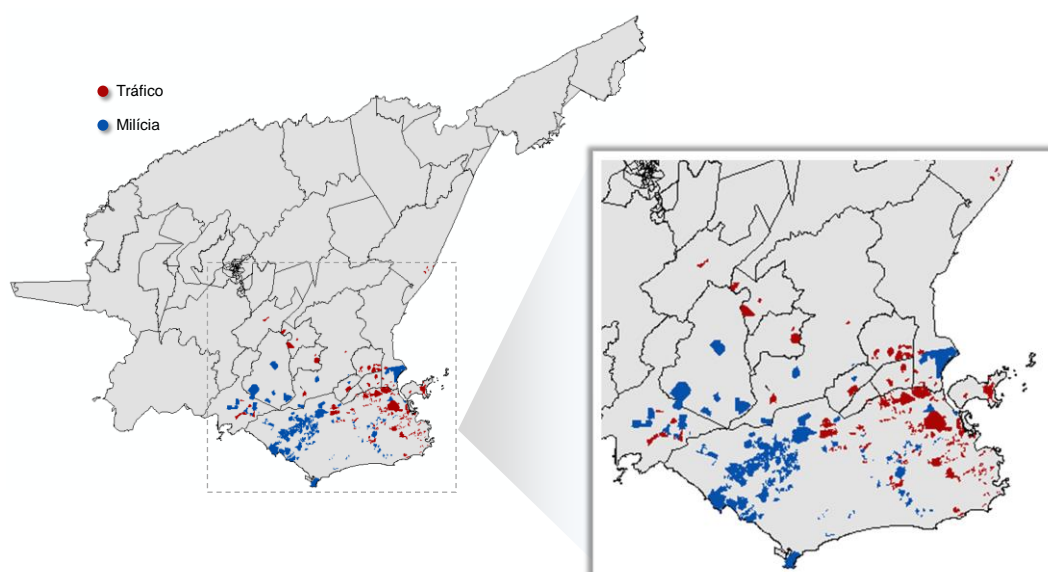


Figura 24. Georreferenciamento das áreas de Tráfico e Milícia segundo a SEPOL para a área de concessão da Light.

Fonte: Dados SEPOL, 2020. Arte própria.

Já na Figura 25 tem-se o georreferenciamento das variáveis *Sub2* (Censo 2010) e *Sub_domic* (prévia do Censo 2019) mapeadas para a área de concessão da Light. Por inspeção, nota-se que há muita convergência entre o georreferenciamento de Aglomerados Subnormais (AGSN) de 2010 e 2019. Contudo, o dado de 2019 é mais pulverizado que aquele observado em 2010.

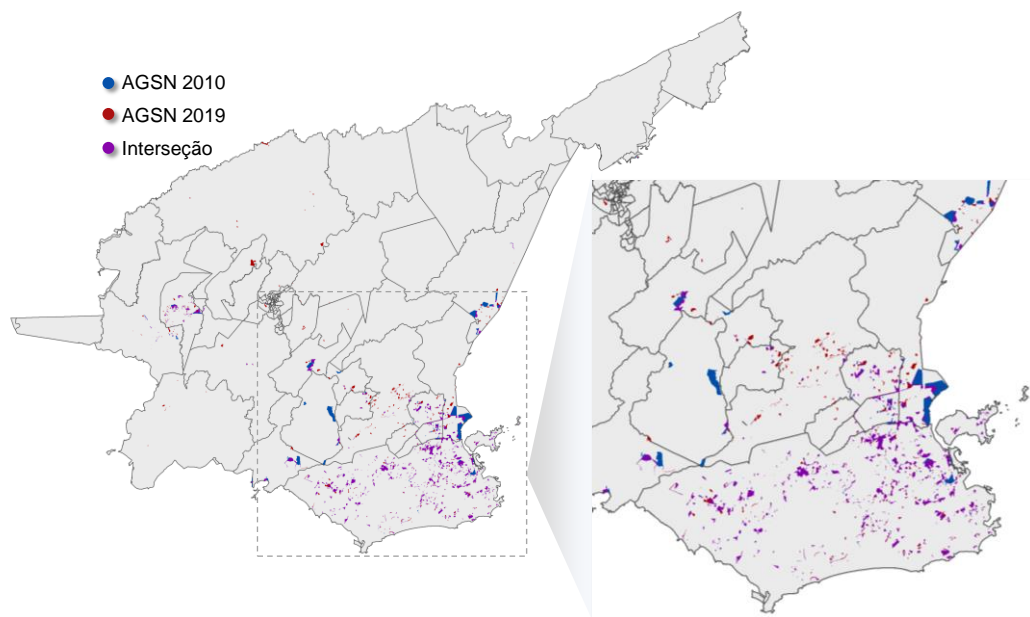


Figura 25. Georreferenciamento das áreas variáveis subnormais (*Sub2* e *Sub_Domic*) para a área de concessão da Light.

Fonte: IBGE, 2010, 2019. Arte própria. AGSN: Aglomerado Subnormal.

A Tabela 21 expõe a comparação entre a subnormalidade no Censo de 2010 (*Sub2*) e na prévia do Censo de 2020 (*Sub_domic*) para a área de concessão da Light e nas regiões de ASRO (georreferenciamento de tráfico e milícia da SEPOL) e ANR (Áreas Normais expurgados os polígonos considerados de risco).

Inicialmente, note que, em termos de área, o georreferenciamento de tráfico e milícia é pouco expressivo, contabilizando quase 260 km² (2,3% da área de concessão da Light). Contudo, em termos de população e domicílios, de acordo com dados do Censo de 2010, tem-se cerca de 1/4 de representatividade (mais de 828 mil domicílios e 2,6 milhões de pessoas).

Os dados demonstram, portanto, que aglomerados subnormais são locais de elevada densidade demográfica e de domicílios – mais de 10 mil pessoas por km², bem como 3.200 domicílios para cada 1.000 metros quadrados – o que resulta na precariedade do ordenamento urbano, característico de regiões de favelas.

Tabela 21. Comparação da ocupação de aglomerados subnormais (*Sub2* e *Sub_domic*) na área de concessão da Light, e nas sub-regiões ASRO e ANR.

	LIGHT	ASRO (Tráfico+Milícia)	ANR (Áreas Normais)	ASRO/Light (%)
Área total (km2)	11.422	259	11.163	2,3%
Domicílios (Censo, 2010)	3.472.299	828.383	2.643.916	23,9%
Pessoas (Censo, 2010)	10.475.859	2.624.450	7.851.409	25,1%
Domicílios/km2	304	3.200	237	-
Pessoas/km2	917	10.139	703	-

Fonte: SEPOL, 2020; IBGE, 2010; IBGE, 2019. Elaboração própria.

A Tabela 22 apresenta o nível de subnormalidade no Censo de 2010 (*Sub2*) e na prévia do Censo de 2020 (*Sub_domic*) para a área de concessão da Light e nas regiões de ASRO (georreferenciamento de tráfico e milícia da SEPOL) e ANR (Áreas Normais expurgados os polígonos considerados de risco).

Tabela 22. Comparação da subnormalidade (*Sub2* e *Sub_domic*) na área de concessão da Light, e nas sub-regiões ASRO e ANR.

	LIGHT	ASRO (Tráfico+Milícia)	ANR (Áreas Normais)	ASRO/Light (%)
Domicílios (Censo, 2010)	3.472.299	828.383	2.643.916	23,9%
Pessoas (Censo, 2010)	10.475.859	2.624.450	7.851.409	25,1%
Domicílios (AGSN, 2019)	507.629	335.683	171.946	66,1%
Pessoas (AGSN, 2019)	1.631.825	1.098.802	533.022	67,3%
Sub_domic (%)	14,6%	40,5%	6,5%	-
Sub2 (%)	15,6%	41,9%	6,8%	-
sub_domic (Base ANEEL)	14,1%	39,9%	6,0%	-
sub (Base ANEEL)	15,3%	41,5%	6,5%	-

Fonte: SEPOL, 2020; IBGE, 2010; IBGE, 2019. Elaboração própria.

Primeiro observa-se que, de acordo com o georreferenciamento de AGSN de 2010 e 2019, pode-se inferir que cerca de 2/3 da subnormalidade mapeada em 2010 está localizada em locais dominados por milícia ou tráfico (335,6 mil domicílios, dos 507,6 mil subnormais; 1,098 milhão de pessoas dos 1,631 milhão de subnormais catalogados em 2010). Este aspecto é relevante, pois nem todo local subnormal pode ser diretamente classificado como favela, por exemplo.

Na sequência, é possível identificar que a Light como um todo, de acordo com dados do último Censo, tem cerca de 15% dos domicílios/pessoas habitando em locais subnormais. Mas, focando-se nas regiões categorizadas atualmente como tráfico/milícia, este número sobe para algo em torno de 40%. Em outras palavras, nem todo local dominado pelo poder paralelo tem apenas habitações subnormais.

Quando se expurga as áreas de risco da Light como um todo, observa-se que a subnormalidade nas áreas normais reduz drasticamente. O que se observa é que apenas cerca de 6,5% dos domicílios/pessoas são subnormais, enfatizando-se a hipótese de que se definir metas sem recalcular a matriz de complexidade é um equívoco.

As duas últimas linhas da tabela referem-se aos resultados de subnormalidade que são aplicados no cálculo do IC desagregado entre ASRO e ANR, de acordo com o disposto na equação 5.4.1.2.

Com base no que foi exposto até aqui e utilizando-se os 138 modelos vigentes, apesar das críticas a estes colocadas nesta dissertação, pôde-se desagregar o Índice de Complexidade (IC) da Light entre ASRO e ANR, utilizando-se a metodologia descrita na seção 5.4.1. O resultado do exercício está disposto na Tabela 23 (próxima página).

Observa-se que, caso existisse a Distribuidora Light ASRO, esta teria uma complexidade completamente destoante das demais concessionárias do país, atingindo o patamar de 0,78. E mesmo assim, esta complexidade ainda estaria subestimada, pois são locais que, na prática, não se pode atuar devido a presença de poder paralelo dominando essas regiões.

Enquanto a Light, de acordo com dados médios dos 138 modelos, ocupa a 4ª posição no *ranking* de complexidade (atrás das concessionárias do Amapá, Pará e Amazonas), a Light que atuaria apenas em áreas possíveis (Light ANR) teria uma complexidade de 0,174, sendo a 20ª colocada no *ranking*.

Portanto, o exercício demonstrado aponta que a metodologia proposta neste capítulo tem boa perspectiva de aplicabilidade, podendo ser adotada pela ANEEL para estabelecimento de metas de PNT para concessionárias que tenham, em suas áreas de atuação, áreas com severas restrições operativas.

Tabela 23. Cômputo do IC para a Light desagregado em ASRO e ANR.

COD	DISTRIBUIDORA	IC	COD	DISTRIBUIDORA	IC
-	LIGHT ASRO	0,780	D33	COSERN	0,132
D07	CEA	0,522	D68	BOA VISTA	0,128
D13	CELPA	0,488	D28	COCEL	0,124
D02	AMAZONAS	0,430	D17	CEMAT	0,120
-	LIGHT	0,324	D18	CEMIG	0,114
D14	CELPE	0,289	D15	CELTINS	0,114
D46	ELETROACRE	0,278	D58	IENERGIA	0,109
D29	COELBA	0,277	D45	ELEKTRO	0,099
D54	ESCELSA	0,267	D32	COPEL	0,099
D03	AMPLA	0,260	D56	FORCEL	0,096
D16	CEMAR	0,246	D12	CELG	0,090
D48	ELETROPAULO	0,229	D52	ENF	0,088
D20	CERON	0,222	D50	EMG	0,084
D30	COELCE	0,218	D23	CHESP	0,081
D53	EPB	0,206	D64	UHENPAL	0,079
D40	EBO	0,195	D67	RGE SUL	0,078
D55	ESE	0,181	D51	ENERSUL	0,071
D35	CPFL-Piratiniga	0,178	D36	CPFL-Paulista	0,061
D08	CEAL	0,176	D11	CELESC	0,061
D19	CEPISA	0,174	D43	EFLJC	0,052
-	LIGHT ANR	0,174	D47	ELETROCAR	0,052
D49	ELFSM	0,170	D57	HIDROPAN	0,043
D10	CEEE	0,160	D66	NSC	0,040
D09	CEB	0,160	D65	ESS	0,037
D63	SULGIPE	0,151	D44	EFLUL	0,037
D04	BANDEIRANTE	0,150	D61	MUX-ENERGIA	0,035
			D31	COOPERALIANÇA	0,034
			D38	DEMEI	0,026
			D39	DME-PC	0,008

Fonte: Elaboração própria.

5.5.

Considerações sobre o capítulo

Com base no que foi exposto ao longo deste capítulo, a proposta metodológica desenvolvida tenta equilibrar os interesses das concessionárias, do órgão regulador e dos consumidores.

Sob a ótica da distribuidora de energia, esta não seria penalizada com glosas de perdas não técnicas em áreas que notadamente não conseguem atuar. O reconhecimento integral das perdas em localidades reconhecidas pelo poder público

como ASRO equilibra a dinâmica de furto e dispêndios de compra de energia em áreas não gerenciáveis pela concessionária. Há, ainda, a previsão de reconhecimento parcial de PNT em localidades ASRO declaradas pelas distribuidoras e não reconhecidas pelo Poder Público, buscando equacionar os dispêndios dos acionistas das empresas, ainda que de forma limitada.

Já a ANEEL conseguiria maior conforto com a aplicação da metodologia proposta, pois possibilitaria o equilíbrio entre a saúde econômico-financeira da concessão e os repasses devidos de custos à sociedade. Furtos de energia em ASRO devem ser arcados pelos consumidores/União, mas nas áreas possíveis de se atuar, onde a complexidade é menor, o reconhecimento tarifário deve ser mais limitado, por meio do recálculo do IC. Esta é uma abordagem superior à realizada nos processos da ENEL Rio e da Light (ANEEL, 2018; ANEEL, 2019a; ANEEL 2022d).

Por fim, no entendimento deste autor, a sociedade também sai vencedora deste processo. Como dito, o recálculo do IC faz com que a meta para as áreas possíveis seja à menor do que aquela sem recálculo do IC, de acordo com procedimento que a ANEEL realizou para a ENEL Rio em 2016 e 2018. Ainda, é importante observar que os usuários têm na distribuidora de energia um ente que remete à segurança, afinal, energia elétrica é bem essencial. De tal sorte que é desejável a saúde econômica da concessão.

Em síntese, entende-se que o procedimento proposto é bem mais robusto do que a metodologia atualmente empregada pela ANEEL para estabelecimento de metas de PNT para concessões com presença de ASRO.

6. Conclusões e Recomendações

Ao longo deste documento, pôde-se observar que o tema das perdas não técnicas é multidimensional, complexo e de difícil equacionamento. Definir os níveis de perdas eficientes que devem ser repassados às tarifas torna-se tarefa não trivial, que tem sido enfrentada pela ANEEL ao longo dos últimos 20 anos de regulamentação do assunto.

No histórico recente, esta matéria ganhou contornos mais desafiadores. A elevada violência nos centros urbanos, atrelada com a latente desigualdade social, o ordenamento urbano caótico, em comunhão com políticas públicas de segurança sendo aplicadas de forma ineficazes, permitiu o crescimento das atividades ilícitas de tráfico de drogas e milícias armadas, em especial no estado do Rio de Janeiro.

Nestas regiões, onde sequer o Poder Público se faz presente, torna-se intangível o combate ao furto de energia e à inadimplência, entre outras atividades típicas da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Neste contexto, deve-se levantar o questionamento de como estabelecer metodologia para determinação de metas de perdas não técnicas de energia considerando a presença das Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO).

Neste trabalho, ficou demonstrado que a ANEEL enfrentou este assunto na última revisão metodológica, finalizada em dezembro de 2021 e vigente desde janeiro de 2022. Contudo, a metodologia proposta é limitada, rasa e com elevado grau de discricionariedade.

Além disso, os 138 modelos vigentes estabelecidos pela ANEEL têm carências múltiplas, como (i) a utilização de uma frágil base de dados, com informações de atributos dispostos em painel de 2010 a 2019; (ii) a imputação de informações faltantes pelo método *spline* natural; (iii) a mudança do método de seleção de variáveis e de modelos utilizando-se de variável não oficial; (iv) o estabelecimento de modelos que não são consistentes e eficientes, padecendo de robustas inconsistências das estimativas, conforme foi observado ao longo do capítulo 3.

Esta conjuntura, de modelos ineficientes e tratamento limitado ao fenômeno das ASRO fazem com que seja necessário aperfeiçoamento metodológico, o qual foi proposto ao longo do capítulo 5.

Basicamente, trata-se de proposta que prevê a desagregação das metas de PNT entre ASRO e ANR. Para ASRO, propõe-se dois caminhos: áreas de risco que são reconhecidas pelo Poder Público deveriam ter suas perdas não técnicas repassadas às tarifas ou seus custos cobertos por aporte da União; áreas de risco não reconhecidas pelo Poder Público deveriam ter parte de suas perdas comerciais reconhecidas, limitado a 80% do total.

Dado que um tratamento específico foi dispensado para as ASRO, resta recalcular a complexidade do restante da concessão. Esta empreitada não pode ser feita estimando novamente os modelos econométricos, pois não há dados em painel suficientes para esta abordagem. Uma saída paliativa, mas necessária, é reestimar apenas a complexidade, com base em variáveis mais desagregadas geograficamente, como é o caso dos atributos de subnormalidade.

Esta metodologia proposta pode trazer o tão desejado equilíbrio nas relações entre consumidores, empresas de distribuição de energia elétrica e os anseios do órgão regulador.

Cumprе esclarecer que, neste trabalho, se realizou a abordagem proposta considerando-se os modelos vigentes. No entanto, a metodologia ora em tela se aplica a quaisquer outras especificações que, no futuro, a ANEEL venha a obter utilizando-se dados em painel.

Aliás, recomenda-se fortemente que a ANEEL defina novos modelos, com testes mínimos de consistência, tão logo sejam divulgados os dados do Censo realizado em 2022. Este fato é primordial para refletir as reais condições de complexidade operacional das distribuidoras de energia.

Também é amplamente recomendável que se aprofunde em estudos para buscar variáveis que reflitam as ASRO nos modelos econométricos. Esta tarefa é árdua, mas necessária. Enquanto não se tem esta avenida a percorrer, a metodologia proposta nesta dissertação é uma boa alternativa.

Adicionalmente, é aconselhável que, com base em informações reais, se proceda com uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) da proposta em tela. Todas as possibilidades aqui trazidas devem ser avaliadas com cautela, em que pese a boa intenção do autor.

Em grande síntese, pode-se dizer que os objetivos deste trabalho, geral e específicos, foram alcançados, pois (i) realizou-se análise crítica e mapeou-se as principais limitações nos modelos atuais para determinação de metas regulatórias de perdas não técnicas para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras; (ii) caracterizou-se o problema das Áreas com Severas Restrições Operativas e seus impactos no aumento das PNTs.

Além disso, (iii) realizou-se uma revisão da literatura sobre modelos com regressões utilizando-se dados em painel, avaliando-se a aplicabilidade dessas especificações à definição metas regulatórias para perdas não técnicas de energia; e, principalmente, (iv) propôs-se uma metodologia para determinação das metas de perdas não técnicas aplicadas ao segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil considerando o fenômeno das Áreas com Severas Restrições Operativas (ASRO); inclusive com uma (v) demonstração da aplicabilidade da metodologia proposta por meio de um estudo empírico conduzido na área de concessão da Light, no estado do Rio de Janeiro.

Por fim, é importante reconhecer que a metodologia proposta neste trabalho não exausta o assunto. Ela é uma boa ferramenta para tratamento do tema. Mas outras abordagens efetivas podem ser estudadas. Recomenda-se uma força tarefa nacional para avançar na agenda de estabelecimento de metodologia para determinação de metas de perdas não técnicas considerando-se o fenômeno das ASRO nas distintas concessões.

7.

Referências bibliográficas

ANEEL, 2010. **Nota Técnica 271/2010-SRE/ANEEL** – Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica. 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas> >.

ANEEL, 2013. **Nota Técnica 453/2013-SGT/SRM/ANEEL** – Discussão conceitual sobre a metodologia de definição do nível regulatório de perdas na distribuição, a qualidade dos serviços e os incentivos regulatórios. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>>.

ANEEL, 2015. **Procedimentos de Regulação Tarifária: PRORET - Submódulo 2.6. Perdas de Energia, Revisão 2.0**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_6_V3.pdf. Acesso em 02 nov.22.

ANEEL, 2018. **Audiência Pública 055/2018**. Nota Técnica no 179/2018-SRM/ANEEL, 01 de novembro de 2018, Definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição da Enel-Rio no período de 2019 a 2022.

ANEEL, 2019a. **Nota Técnica (NT) nº 30/2019. Fechamento da AP 055/2018**, homologando níveis regulatórios de perdas não técnicas de energia elétrica no sistema de distribuição da Enel-Rio no período de 2019 a 2022.

ANEEL, 2019b. **Resolução Normativa 846/2019**, Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência.

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

ANEEL, 2021. **Nota Técnica nº 099/2021. Análise das contribuições recebidas durante a Consulta Pública nº 029/2020**, para revisão da metodologia e atualização dos parâmetros dos Submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária - Proret.

ANEEL, 2022a. **Procedimentos de Regulação Tarifária: PRORET - Submódulo 2.6. Perdas de Energia, Revisão 2.0C**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_6_V2_0C.pdf. Acesso em julho de 2023.

ANEEL, 2022b. **Portal de relatórios: evolução das Perdas Não Técnicas de energia**. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias#>. Acesso em julho de 2023.

ANEEL, 2022c. **SAMP, Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.** Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/samp>. Acesso em julho de 2023.

ANEEL, 2022d. **Nota Técnica nº 27/2022-SGT/ANEEL.** Processo de revisão tarifária periódica da Light.

ANEEL, 2023. **Voto do Diretor Relator** referente aos processos 48500.006884/2022-15 e 48500.007896/2022-67, referente à **Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio** – Enel Rio, a vigorar a partir de 15 de março de 2023. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20233177_1.pdf. Consulta realizada em agosto de 2023.

Arango, L. G.; Deccache, E.; Bonatto, B. D.; Arango, H.; Pamplona, E. O.; **Study of electricity theft impact on the economy of a regulated electricity company.** Journal of Control Automation and Electrical Systems, v.28, n.4, p. 567-575, 2017.

ARSESP, 2021. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP). **Metodologia para implantação da Regulação por Exposição (Regulação Sunshine) no âmbito dos serviços de saneamento básico regulados pela ARSESP**, NT.S-0005-2021, de 01 de março de 2021.

Breusch, T. S., & Pagan, A. R. (1979). **A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation.** Econometrica, 47, 1287–1294.

Canal Energia, 2023. Disponível em <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53239953/cde-para-2023-vai-a-r-349-bilhoes>. Consulta realizada em agosto de 2023.

Cardoso, A. L. (2016). **Assentamentos precários no Brasil: discutindo conceitos.** Em M. d. Moraes, C. Krause, & V. C. Neto (Eds.), Caracterização e tipologia de assentamentos precários: estudos de caso brasileiros (p. 548). Brasília: Ipea.

Catmull, E. Rom, R. (1974), **A class of local interpolating splines**, in Barnhill, R. E.; Riesenfeld, R. F. (eds.), Computer Aided Geometric Design, New York: Academic Press, pp. 317–326.

Correia, E. T.; Calili, R. F.; Pessanha, J. F. M. **Seleção automática de modelos para dados em painel: uma aplicação para definição das metas de perdas não técnicas das distribuidoras brasileiras.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Metrologia, PUC 2021.

Correios, 2022. https://www.terra.com.br/noticias/tecnologia/como-saber-se-os-correios-entregam-no-seu-cep_da56d3e801659b9d0f1bf2cfb53fdd30ogrpg4s8.html. Acesso em agosto de 2022.

DATASUS, 2022. Base de dados de óbitos por distintas causas. Disponível em <http://tabnet.datasus.gov.br/cgi/defthohtm.exe?sim/cnv/obt10uf.def>. Acesso em 02 nov.22.

ENEL Rio, 2016. **Contribuição à Audiência Pública 095/2016**. Contribuição para minuta do termo aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica da Ampla Energia e Serviços S.A., conforme o Despacho no 2.194/2016.

ENEL Rio, 2018. **Contribuição à Consulta Pública 055/2018**. Estabelecimento de metas de Perdas Não Técnicas da ENEL Rio para os anos 2019 a 2022.

ENEL Rio, 2020. **Contribuição à Consulta Pública 029/2020**. Contribuição da ENEL à Consulta Pública nº 029/2020: Revisão da Metodologia e Atualização dos Parâmetros dos Submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária. Agosto de 2020.

ENEL Rio, 2023. **Contribuição à Consulta Pública nº060/2022, que trata da Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio de Janeiro** – Enel RJ. Janeiro de 2023.

Fernando, S. S.; Julio C. M. S.; Taís B. G.; Felipe M. N.; Jose R. P.; Zita V.; **Non-technical losses: A systematic contemporary article review**. Elsevier. 1364-0321/© 2021.

FIOCRUZ, 2020. **2º Boletim Socioepidemiológico da COVID-19 nas Favelas**. Fundação Oswaldo Cruz. Rio de Janeiro. 2020.

Gesel, 2021. **As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória**. Disponível em https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_livro_pnt.pdf. Acesso em 05 nov. 2022.

Gluzmann, P. e Panigo, D. **Global Search Regression: A New Automatic Model-selection Technique for Cross-section, Time-series, and Panel-data Regressions**. Stata Journal. 15. 2015.

Greene, W. H. **Econometric Analysis**. ADDISON WESLEY PUB CO INC, 2012.

Hausman, J. A. (1978). **Specification tests in econometrics**. *Econometrica: Journal of the econometric society*, 1251-1271.

IBGE. (2010). Censo 2010 – Definição de Aglomerados Subnormais. Disponível em https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/92/cd_2010_aglomerados_subnormais.pdf. Acesso em julho de 2023.

IBGE, 2020. **Aglomerados Subnormais 2019**. Disponível em https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101717_apresentacao.pdf. Acesso em 02 jan.22.

IBGE, 2021a. **Adiamento do Censo devido restrições orçamentárias**. Disponível em <https://www.ibge.gov.br/novo-portal-destaques/30569-adiamento-do-censo-demografico.html>. Acesso em 02 jan.22.

IBGE, 2021b. **Aglomerados Subnormais**. Disponível em <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/tipologias-do-territorio/15788-aglomerados-subnormais.html?=&t=o-que-e>. Acesso em 02 nov.22.

IPEA, 2004, **O que é? - Índice de Gini**. Disponível em https://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&id=2048:catid=28#:~:text=O%20que%20%C3%A9%3F%20%2D%20%C3%8Dndice%20de%20Gini&text=O%20%C3%8Dndice%20de%20Gini%2C%20criado,apresentam%20de%20zero%20a%20cem). Acesso em 02 nov.22.

IZAGA, F. et al., 2022. Geocodificação digital e a COVID-19 - a velha disputa pelo território do atual urbanismo digital das favelas. **Pixo - Revista de Arquitetura, Cidade e Contemporaneidade**, Pelotas, 2022.

Kumbhakar, S. C. **Production frontiers, panel data and time-varying technical inefficiency**. *Journal of Econometrics*, v.46, p. 201-211, 1990.

Kumbhakar, S. C.; Lovell, C.A.K. **Stochastic Frontier Analysis**. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.

Leite, D. A.; Calili, R. F.; Pessanha, J. F. M.; **Definição das metas regulatórias de perdas não técnicas para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil: proposição de um modelo baseado na Análise de Fronteira Estocástica (SFA)**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Metrologia. PUC 2020.

Light, 2020. **Contribuição à Consulta Pública 029/2020**. Contribuição da Light à Consulta Pública nº 029/2020: Revisão da Metodologia e Atualização dos Parâmetros dos Submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária. Agosto de 2020.

Light, 2021. **Relatório Perdas Não Técnicas para Revisão Tarifária da Light**, de 16 de novembro de 2021.

LIMA, A. L. D. S., 2020. Territorialização de políticas públicas: apontamentos sobre a COVID-19 e o Código de Endereçamento Postal nas favelas cariocas. **Margens - Revista Interdisciplinar do Programa de Pós-Graduação em Cidades, Territórios e Identidades (PPGCITI/UFPA)**, Abaetuba, 2020.

Pulz, J. and Almeida, C. F. M.; **An alternative approach for regulatory evaluation of non-technical losses in Brazil**. CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021 p. 3126 – 3129.

R Core Team. **R Foundation for Statistical Computing**. Fonte: R A Language and Environment for Statistical Computing: <https://www.R-project.org/>. Acesso em 02 jan.22.

RIBEIRO, A. M. D. A.; OLIVEIRA, E. B. D. Código de Endereçamento Postal (CEP), um obstáculo aos Dados Abertos no Brasil. **Reciis - Revista Eletrônica de Comunicação, Informação & Inovação em Saúde**, Rio de Janeiro, 2017.

SEPOL, 2020. **Secretaria de Estado de Polícia Civil (SEPOL)** do estado do Rio de Janeiro. Ofício ao Exmo. Ministro Edson Fachin, **Tutela provisória na ADPF** (Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental) nº 63533/julho de 2020.

Shleifer, A. **A theory of yardstick competition**. Randon Journal of Economics, v.16, n.3, p. 319-327, 1985.

Simões, P. F. M.; Souza, R. C.; Calili, R. F.; Pessanha, J. F. M.; **Analysis and short-term predictions of non-technical loss of electric power based on mixed effects models**, jan/2020.

Stock, J. H.; Watson, M. W. **Introduction to Econometrics**. 3. ed. Addison-Wesley Series in Economics, v. 1. Addison-Wesley, 2010.

Tinker A., 1984. **Theories of the State and the State of Accounting: Economic Reductionism and Political Voluntarism in Accounting Regulation Theory**. Journal of Accounting and Public Policy. 1984;3:55-74

TJRJ, 2023. Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, processo de **recuperação judicial da Light S.A.** Disponível em <https://www.tjrj.jus.br/web/guest/noticias/noticia/-/visualizar-conteudo/5111210/193934563>. Consulta feita em julho de 2023.

URNHANI, R, 2021. **Lugar incerto: o endereço como infraestrutura urbana e social**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Nove de Julho. São Paulo. 2021.

Vergara, S. C. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. 6ª ed. Rio de Janeiro: Atlas, 2005, p. 46-49.

Apêndice I.

Testes realizados nos modelos vigentes de PNT

Variáveis	H0: Pooling (Breusch-Pagan)	H0: Efeito Aleatório (Hausman)	H0: Normalidade (Shapiro Wilk)	H0: Homocedas- tidade (Breusch- Pagan)	H0: Independência Serial (Breusch- Godfrey)	H0: Independência Contemporânea (Breusch-Pagan LM)
adm1 + rga + sub + gini + roubo_v	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + gini + roubo_v + esg	0,0000	0,1243	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub + gini + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub + gini + hmvci	0,0000	0,0008	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub + vio + gini	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub + gini + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub + gini + mortefogo	0,0000	0,8444	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + gini + esg + morteinterv	0,0000	0,0029	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + gini + hmvci + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + gini + esg + mortejovem	0,0000	0,0173	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + vio + gini + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + gini + esg + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub + esg + pib_pc_at + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + roubo_v + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub_domic + gini + hmvci	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub_domic + gini + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub_domic + vio + gini	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub + gini + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + hmvci + morteinterv	0,0000	0,9044	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub_domic + gini + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + gini + morteinterv	0,0000	0,9929	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + rga + sub_domic + gini + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + roubo_v + idebmedio	0,0000	0,0483	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + roubo_v + pib_pc_at	0,0000	0,2755	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + morteinterv + mortejovem	0,0000	0,8561	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + gini + roubo_v	0,0000	0,1750	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + mortefogo + morteinterv	0,0000	0,9504	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + roubo_v	0,0000	0,1189	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + idebmedio + morteinterv	0,0000	0,4011	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + morteinterv	0,0000	0,6620	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + hmvci + morteinterv	0,0000	0,0331	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + morteinterv + mortejovem	0,0000	0,4259	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + gini + roubo_v + esg + pib_pc_at	0,0000	0,1724	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + vio + morteinterv	0,0000	0,0398	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
pob + sub + gini + roubo_v + esg	0,0000	0,1475	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + idebmedio + morteinterv	0,0000	0,5710	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + idebmedio + morteinterv + desemprego	0,0000	0,1309	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + morteinterv	0,0000	0,0532	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + hmvci + pib_pc_at	0,0000	0,3408	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + gini + roubo_v + esg	0,0000	0,0381	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Variáveis	H0: Pooling (Breusch-Pagan)	H0: Efeito Aleatório (Hausman)	H0: Normalidade (Shapiro Wilk)	H0: Homocedas- tidade (Breusch- Pagan)	H0: Independência Serial (Breusch- Godfrey)	H0: Independência Contemporânea (Breusch-Pagan LM)
rga + sub + gini + hmvci	0,0000	0,1715	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + gini + hmvci + esg + morteinterv	0,0000	0,0944	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + gini + pib_pc_at	0,0000	0,3735	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
pob + sub + gini + esg + morteinterv	0,0000	0,2833	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + pib_pc_at + mortejovem	0,0000	0,3246	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + vio + gini + esg + morteinterv	0,0000	0,1235	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + gini + esg + pib_pc_at + morteinterv	0,0000	0,2862	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub_domic + gini + hmvci + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub_domic + gini + esg + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + gini	0,0000	0,1845	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + pib_pc_at + mortefogo	0,0000	0,3338	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + gini + mortejovem	0,0000	0,2192	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub_domic + vio + gini + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + mortejovem	0,0000	0,1399	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + gini + mortefogo	0,0000	0,1626	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + gini + esg + morteinterv	0,0000	0,0601	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
pob + sub + hmvci + esg + morteinterv	0,0000	0,2127	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + gini + hmvci	0,0000	0,1139	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
pob + sub + esg + morteinterv	0,0000	0,3614	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + gini + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + hmvci + idebmedio	0,0000	0,0035	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + pob + sub_domic + hmvci + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub_domic + gini + esg + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + pob + sub_domic + vio + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + vio + gini	0,0000	0,0115	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + roubo_v + idebmedio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + roubo_v + idebmedio	0,0000	0,1217	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + sub_domic + gini + roubo_v + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + vio + gini + idebmedio	0,0000	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + hmvci	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + roubo_v + idebmedio + desemprego	0,0000	0,3081	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + vio + gini + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + hmvci	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + hmvci + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + pob + sub_domic + esg + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + gini + mortefogo	0,0000	0,0138	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + idebmedio + mortefogo	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + hmvci	0,0000	0,2686	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + gini + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + roubo_v + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + vio + gini	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + vio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + mortejovem	0,0000	0,2394	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + idebmedio + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Variáveis	H0: Pooling (Breusch-Pagan)	H0: Efeito Aleatório (Hausman)	H0: Normalidade (Shapiro Wilk)	H0: Homocedas- tidade (Breusch- Pagan)	H0: Independência Serial (Breusch- Godfrey)	H0: Independência Contemporânea (Breusch-Pagan LM)
rga + sub_domic + gini + roubo_v + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + gini + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub + vio	0,0000	0,2962	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + hmvci + idebmedio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + hmvci + esg + pib_pc_at + morteinterv	0,0000	0,6265	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + esg + pib_pc_at + morteinterv + mortejovem	0,0000	0,6178	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + hmvci + idebmedio + desemprego	0,0000	0,4605	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
sub + esg + pib_pc_at + morteinterv	0,0000	0,3938	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + hmvci + idebmedio + desemprego	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + idebmedio + mortejovem + desemprego	0,0000	0,5013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + idebmedio + desemprego	0,0000	0,5113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + vio + idebmedio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + roubo_v	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + hmvci + desemprego	0,0000	0,6274	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + idebmedio + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + idebmedio + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + mortejovem + desemprego	0,0000	0,6390	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + hmvci	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + vio + idebmedio + desemprego	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + hmvci + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + desemprego	0,0000	0,6745	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + roubo_v + idebmedio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + hmvci + pib_pc_at	0,0000	0,6132	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + vio	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + idebmedio + mortejovem + desemprego	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + idebmedio + mortefogo + desemprego	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + vio + gini + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + hmvci + desemprego	0,0000	0,0039	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + mortefogo + desemprego	0,0000	0,5807	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + pib_pc_at + mortejovem	0,0000	0,5769	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + vio + pib_pc_at	0,0000	0,6452	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + vio + desemprego	0,0000	0,2472	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + mortefogo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub + pib_pc_at + mortefogo	0,0000	0,5902	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + roubo_v + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + mortejovem + desemprego	0,0000	0,0040	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Variáveis	H0: Pooling (Breusch-Pagan)	H0: Efeito Aleatório (Hausman)	H0: Normalidade (Shapiro Wilk)	H0: Homocedas- ticidade (Breusch- Pagan)	H0: Independência Serial (Breusch- Godfrey)	H0: Independência Contemporânea (Breusch-Pagan LM)
pob + sub_domic + gini + hmvci + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + morteinterv + mortejovem	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + mortefogo + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + sub_domic + gini + idebmedio + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + hmvci + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
pob + sub_domic + vio + gini + esg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + mortefogo + desemprego	0,0000	0,4552	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + vio + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + pob + sub_domic + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
lixo2 + rga + sub_domic + gini + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
rga + pob + sub_domic + idebmedio + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
adm1 + pob + sub_domic + esg + morteinterv	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000