

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PAULO RENATO RECHE BEZERRA

MODELO GIS PARA ANÁLISE DO SINAL LOCACIONAL DA ATUAL PROJEÇÃO
TARIFÁRIA DO USO DOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA

CURITIBA

2023

PAULO RENATO RECHE BEZERRA

MODELO GIS PARA ANÁLISE DO SINAL LOCACIONAL DA ATUAL PROJEÇÃO
TARIFÁRIA DO USO DOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, PhD.

CURITIBA

2023

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Bezerra, Paulo Renato Reche

Modelo GIS para análise do sinal locacional da atual projeção tarifária do uso dos sistemas de transporte de energia. / Paulo Renato Reche Bezerra. – Curitiba, 2023.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Marcelo Rodrigues Bessa.

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Energia elétrica – tarifas. 3. Sistemas de informação geográfica (GIS). I. Bessa, Marcelo Rodrigues. II. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Matemática. III. Título.

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585

ATA Nº366

ATA DE SESSÃO PÚBLICA DE DEFESA DE MESTRADO PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL

No dia vinte e tres de janeiro de dois mil e vinte e tres às 16:00 horas, na sala PH 16, Centro Politécnico, foram instaladas as atividades pertinentes ao rito de defesa de dissertação do mestrando **PAULO RENATO RECHE BEZERRA**, intitulada: **Modelo GIS para Análise do Sinal Locacional da Atual Projeção Tarifária do Uso dos Sistemas de Transporte de Energia**, sob orientação do Prof. Dr. MARCELO RODRIGUES BESSA. A Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná, foi constituída pelos seguintes Membros: MARCELO RODRIGUES BESSA (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), EMERSON LUÍS ALBERTI (ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S.A.), RENÊ BETTEGA (55001149). A presidência iniciou os ritos definidos pelo Colegiado do Programa e, após exarados os pareceres dos membros do comitê examinador e da respectiva contra argumentação, ocorreu a leitura do parecer final da banca examinadora, que decidiu pela **APROVAÇÃO**. Este resultado deverá ser homologado pelo Colegiado do programa, mediante o atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca dentro dos prazos regimentais definidos pelo programa. A outorga de título de mestre está condicionada ao atendimento de todos os requisitos e prazos determinados no regimento do Programa de Pós-Graduação. Nada mais havendo a tratar a presidência deu por encerrada a sessão, da qual eu, MARCELO RODRIGUES BESSA, lavrei a presente ata, que vai assinada por mim e pelos demais membros da Comissão Examinadora.

CURITIBA, 23 de Janeiro de 2023.

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 10:23:44.0

MARCELO RODRIGUES BESSA

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 10:50:59.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 11:31:12.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

07/03/2023 11:48:50.0

EMERSON LUÍS ALBERTI

Avaliador Externo (ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO
JORDÃO S.A.)

Assinatura Eletrônica

28/02/2023 19:58:16.0

RENÊ BETTEGA

Avaliador Externo (55001149)

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **PAULO RENATO RECHE BEZERRA** intitulada: **Modelo GIS para Análise do Sinal Locacional da Atual Projeção Tarifária do Uso dos Sistemas de Transporte de Energia**, sob orientação do Prof. Dr. MARCELO RODRIGUES BESSA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa. A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 23 de Janeiro de 2023.

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 10:23:44.0

MARCELO RODRIGUES BESSA
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 10:50:59.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

24/02/2023 11:31:12.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

07/03/2023 11:48:50.0

EMERSON LUÍS ALBERTI
Avaliador Externo (ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO
JORDÃO S.A.)

Assinatura Eletrônica

28/02/2023 19:58:16.0

RENÊ BETTEGA
Avaliador Externo (55001149)

AGRADECIMENTOS

Ao meu núcleo familiar: Antônio, Iamni, Leticia, Paulo e André, e ao orientador, desde a época do TCC, na graduação, Prof. Dr. Marcelo Rodrigues Bessa que, além de grande entusiasta pelo Setor Elétrico Brasileiro, gosta de um bom desafio.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar a compatibilização da componente do Sinal Locacional, existente nas tarifas de uso de sistemas de transporte de energia elétrica, com o consumo de energia elétrica nacional por meio do uso de ferramentas e *softwares* de georreferenciamento. Para tal, foi realizada, inicialmente, uma revisão regulatória e jurídica de contextualização sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição no Brasil, com posterior desenvolvimento de rotinas de cálculo em que se utilizaram técnicas de manipulação e padronização de bancos de dados entre diferentes esferas públicas. Majoritariamente, a metodologia se baseou na biblioteca *arcpy* para manipulação, padronização e criação das bases de dados georreferenciadas, bem como a utilização de simulação de novas usinas geradoras com o programa Nodal, fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Como resultado, foi possível verificar que a atual metodologia se encontra ineficaz na sinalização locacional geográfica, porque não sinaliza, aos novos geradores, o seu real impacto causado pela adição de potência nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Também foi possível depreender que os próximos anos serão cruciais para a análise da performance da nova metodologia proposta pela ANEEL na busca da resolução dos problemas vistos até então, cujas regulamentações buscam solucionar.

Palavras-chave: Programa Nodal; Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia (TUST); *Geographic Information System (GIS)*; manipulação de bancos de dados.

ABSTRACT

This work aims to analyze the compatibility of the Location Signal component, existing in the tariffs for the use of electricity transport systems, with the national electricity consumption using georeferencing tools. To this end, a regulatory and legal review was initially carried out to contextualize tariffs for the use of transmission and distribution systems in Brazil, with subsequent development of calculation routines in which manipulation techniques and database standardization were used between different public spheres. Mostly, the methodology was based on the arcpy library for manipulation, standardization, and creation of georeferenced databases, as well as the use of simulation of new generating plants with the Nodal program, provided by the National Electric Energy Agency (ANEEL). As a result, it was possible to verify that the current methodology is ineffective in geographic locational signaling, because it does not indicate, to the new generators, their real impact caused by the addition of power in the transmission and distribution systems of electric energy. It was also possible to infer that the coming years will be crucial for the analysis of the performance of the new methodology proposed by ANEEL in the search for the resolution of the problems seen until then, whose regulations seek to solve.

Keywords: Nodal Program; Tariffs for the Use of Energy Transmission Systems (TUST); Geographic Information System (GIS); database manipulation.

SUMÁRIO

0	PRÓLOGO	10
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	16
1.2	Objetivo Geral.....	17
1.3	Objetivos Específicos	17
1.4	Mapa de capítulos	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1	Setor Elétrico Brasileiro.....	19
2.2	O atual modelo desverticalizado	21
2.3	A atividade de transmissão de energia elétrica	23
2.4	A remuneração das atividades de transmissão de energia	28
2.5	Histórico regulatório tarifário	37
2.5.1	Resolução ANEEL nº281/1999	39
2.5.2	Resolução ANEEL nº117/2004	41
2.5.3	Resolução ANEEL nº267/2007	41
2.5.4	Resolução ANEEL nº559/2013	42
2.5.5	A Lei nº 10.438/2002 e o PROINFA	44
2.5.6	NT nº 181/2022 SGT/ANEEL e REN nº1024/2022	44
2.6	Programa Nodal	48
2.6.1	Arquivos NBD	50
2.6.2	Arquivos DC	52
2.6.3	Arquivos TRA.....	53
2.6.4	Arquivos GER.....	54
2.6.5	Arquivos UNI.....	54
2.6.6	Arquivos DIS	55
2.6.7	Recomendações finais.....	55
3	METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS	58
3.1	<i>Geographic Information System (GIS)</i>	58
3.2	SIGEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	60
3.3	WEBMAP – Empresa de Pesquisa Energética	61
3.4	SINDAT – Operador Nacional do Sistema Elétrico	62

3.5	Panorama Geral.....	63
3.6	Coleta, tratamento e padronização de dados.....	64
4	RESULTADOS E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	77
4.1	Resultados globais	77
4.2	Análise Regionais	78
5	CONCLUSÕES E CENÁRIOS FUTUROS	83
5.1	Cenários futuros	83
5.2	Próximos passos.....	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
	APÊNDICES	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – SIN, rotacionado, em sobreposição ao mapa europeu	20
Figura 2 – LT Foz do Iguaçu – Ibiúna C1 / C4	26
Figura 3 – LT 600 kV Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2	26
Figura 4 – Complexo Eólico utilizando ICGs para conexões ao SIN	27
Figura 5 – Evolução do planejamento dos sistemas de transmissão no Brasil.....	28
Figura 6 – Modelo Nacional Integrado.....	29
Figura 7 – Modelo Área Integrada	30
Figura 8 – Modelo Geração/Transmissão Centralizada	30
Figura 9 – Modelo Pool Competitivo	31
Figura 10 – Arrecadação da RAP	32
Figura 11 – Fluxo de arrecadação da RAP	32
Figura 12 – Fluxograma de conexões da Rede Básica	33
Figura 13 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (01)	34
Figura 14 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (02)	35
Figura 15 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (03)	36
Figura 16 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (04)	37
Figura 17 – Metodologia de TUST estabilizada (2007).....	42
Figura 18 – Metodologia de TUST estabilizada (2013).....	43
Figura 19 – Evolução da regra de transição	46
Figura 20 – Acesso à Biblioteca Virtual SophiA ANEEL	49
Figura 21 – Preenchimento de campos na Biblioteca SophiA ANEEL	49
Figura 22 – Localização para download do programa Nodal.....	50
Figura 23 – Demonstração de barramentos em estado de não operação	51
Figura 24 – Padronização de arquivos DC Nodal	53
Figura 25 – Padronização de arquivos TRA Nodal.....	53
Figura 26 – Padronização de arquivos GER Nodal.....	54
Figura 27 – Padronização de arquivos DIS Nodal	55
Figura 28 – Novo arquivo de saída Nodal.....	56
Figura 29 – Tecnologias de geoprocessamento	59
Figura 30 – Fluxograma de processamento de dados (etapa 01).....	66
Figura 31 – Consumo anual dos municípios brasileiros.....	69
Figura 32 – Consumo anual dos municípios do estado de São Paulo	70
Figura 33 – Consumo anual dos municípios do estado de Minas Gerais	70
Figura 34 – Consumo anual dos municípios do estado do Rio de Janeiro	71
Figura 35 – Fluxograma de processamento de dados (Etapa 02)	72
Figura 36 – Sistema Interligado Nacional, Rede Básica existente e planejada.....	73
Figura 37 – Sistema Interligado Nacional, ativos em planejamento	74
Figura 38 – Barramentos da Rede Básica pontuados	75
Figura 39 – Resultado nacional tarifário do modelo	75
Figura 40 – Resultado tarifário nacional do modelo unido com o segmento consumo (Etapa 01 + Etapa 02)	78

Figura 41 – Detalhamento de resultados, divisa estadual norte Paraná – São Paulo	79
Figura 42 – Detalhamento de resultados, Mato Grosso	80
Figura 43 – Detalhamento de resultados, sul Goiás	81
Figura 44 – Detalhamento de resultados, eixo Rio São Paulo	81
Figura 45 – Detalhamento de resultados, norte Bahia	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução histórica dos atos normativos tarifários	38
Tabela 2 – Detalhamento do arquivo DC	52
Tabela 3 – Demonstrativo de incompatibilidade de nomenclatura	64
Tabela 4 – Estados com maior consumo de energia anual	69
Tabela 5 – Distribuidoras abordadas durante o projeto de pesquisa.	90
Tabela 6 – Histórico detalhado da evolução do conceito tarifário.	91

LISTA DE SIGLAS

ABRATE	Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
ACATI	Sistema de Alterações de Características Técnicas Integrado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica
AGR	Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiências Públicas
AVC	Aviso de Crédito
AVD	Aviso de Débito
B3	Ibovespa
BDGD	Bases de Dados Geográfica da Distribuidora
BDIT	Bases de Dados das Instalações de Energia Elétrica
C1	Circuito 1
C2	Circuito 2
C3	Circuito 3
C4	Circuito 4
CAD	<i>Computer-aided design</i>
CCD	Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEDOC	Centro de Documentação
CEER	Curso de Especialização em Energias Renováveis
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CP	Consulta Pública
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais / Serviço Geológico do Brasil
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
CUSD	Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão

DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIT	Demais Instalações da Transmissão
DITc	Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado
DOU	Diário Oficial da União
DPEG	Departamento de Planejamento da Expansão da Geração
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESRI	<i>Environmental Systems Research Institute</i>
EUSTc	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão Consumo
EUSTg	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão Geração
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
GIS	<i>Geographic Information Systems</i>
GNSS	<i>Global Navigation Satellite System</i>
IAT	Índices de Atualização da Transmissão
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICGs	Instalações de Transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada
IDEMA-RN	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente - Rio Grande do Norte
IDE-SISEMA	Infraestrutura de Dados Espaciais – Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ITI	Instalações de Transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais
KML	<i>Keyhole Markup Language</i>
KMZ	<i>Keyhole Markup Zip</i>
LAI	Lei de Acesso à Informação
LEN	Leilões de Energia Nova
LGPD	Lei Geral de Proteção de Dados
LI	Limites Inferiores
LS	Limites Superiores
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MUST	Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
NT	Nota Técnica
O&M	Operação & Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
PCA	<i>Principal Components Analysis</i>

PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PEC	Padrão de Exatidão Cartográfica
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PIB	Produto Interno Bruto
PND	Plano Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Energia
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RAELT	Relatório de Acompanhamento da Expansão de Ativos e Linhas de Transmissão
RALIE	Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
REA	Resolução Autorizativa
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
RES	Resolução
RGE	Rio Grande Energia
RU	Redes Unificadas
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SECO	Submercado Sudeste-Centro Oeste
SEMA	Secretarias Estaduais do Meio Ambiente
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SIASE	Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico
SIASE-T	Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (módulo Transmissão)
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINDAT	Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN
SNIRH	Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos
SPE	Sociedades de Propósito Específico
TB	TUST Barra
TC	TUST Controlada
TE	Tarifa de Energia
TP	Tarifa de Partida
TS	Tomada de Subsídios
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUSD(g)	Tarifas do Uso de Sistemas de Distribuição (geradores)
TUST	Tarifas do Uso de Sistemas de Transmissão

TUST(fr)	Tarifas do Uso de Sistemas de Transmissão (fronteira)
TUST(rb)	Tarifas do Uso de Sistemas de Transmissão (rede básica)
UF	Unidade Federativa
UHE	Usina Hidrelétrica
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

0 PRÓLOGO

O Departamento de Planejamento da Expansão da Geração (DPEG) da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) foi o começo. O setor de energia, independente de país, demanda informações de grande confiabilidade a partir das quais é possível realizar análises geopolíticas, principalmente na atual conjuntura econômica mundial¹. Esse setor também reflete, além de outras análises, o nível de desenvolvimento econômico, soberania e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de determinado país em suas relações com mundo e com o comércio globalizado.

A multidisciplinariedade do setor de energia propõe, e exige, a quem se dedica sobre os estudos e trabalhos na área, grande comprometimento com a inquietude, elevada capacidade de realização de trabalhos em equipes de formações distintas, grande carga de leitura fora de sua zona de conforto, proatividade e, não menos importante, paciência. As disciplinas abordadas extrapolam facilmente os conhecimentos da engenharia, permeiam diariamente no âmbito jurídico e regulatório, avançam com vigor em questões e conhecimentos teóricos e práticos de Economia que dialogam com questões de elevado teor social e ambiental em que todo esse esforço concomitará na formação de subsídios para as bases das políticas públicas.

Após estágio no DPEG (2010-2011), a colação de grau ocorreu em um crítico momento para a Engenharia Civil brasileira (2015). O início dos impactos econômicos decorridos da não adesão à Medida Provisória nº 579/2012, posterior Lei nº 12.783/2013², em conjunto com a crise ocasionada pelo início da Operação Lava Jato (2014), trouxe um ambiente adverso para oportunidades de trabalho. Para voltar ao setor de energia, de forma voluntária, entrei para o grupo de estudos da Câmara Técnica de Energia Elétrica do Instituto de Engenharia do Paraná (CT Energia – IEP), em 2016. Estar presente nos instrumentos de Participação Pública, principalmente relacionados à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi essencial para a formação, como também para identificação dos principais assuntos em pauta na Agência e em outros instrumentos de Participação Pública promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, raramente, em instituições

¹ Do início do ano de 2020 até o período de publicação desta pesquisa, as economias mundiais foram diretamente impactadas pela pandemia do SARS-CoV-2. O confronto ocorrido entre Rússia e Ucrânia, que começou em março de 2022, também impactou no mercado mundial.

² Segundo Adriana Campos (2021), o déficit entre o biênio de 2013-2014 foi de R\$ 44,20 bilhões, devido à exposição no curto prazo advinda da desconstrução voluntária de usinas da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Companhia Energética de São Paulo (CESP) e Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG).

estaduais. Cabe aqui destaque a esse trabalho da ANEEL, que busca dispor transparência e previsibilidade aos processos regulatórios fornecidos por ela e que, anualmente, através de suas Audiências Públicas (AP), convida a sociedade para participar na formação da Agenda Regulatória para o biênio seguinte.

Portanto, é de elevado interesse aos profissionais do setor de energia no Brasil que se debrucem sobre os temas disponibilizados pela Agenda Regulatória para identificar e opinar sobre quais assuntos a ANEEL deverá discutir no horizonte dos próximos dois anos, quer sejam alterações regulatórias, realização de novos estudos ou demais temas em pauta. Nesse ponto em específico, surge uma excelente oportunidade.

Segundo a ANEEL, em sua última Nota Técnica³ de análise das contribuições referentes à Agenda Regulatória para o biênio 2022-2023, a Agenda apresentou a relação dos temas passíveis de regulamentação ou estudo, organizados em atividades regulatórias de modo a conferir transparência e previsibilidade ao processo regulatório. **Previsibilidade ao processo regulatório** é um termo que merece grifo e atenção. Com uma quantidade considerável de temas sugeridos pela Agenda, iniciei o meu projeto de pesquisa no Curso de Especialização em Energias Renováveis (CEER) na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2018, e a temática por que, pessoalmente, tive muito apreço, depois da minha passagem pelo DPEG, foi justamente a elevada multidisciplinariedade das questões tarifárias.

A composição tarifária pode ser resumida em três parâmetros principais: (1) Custo da Energia, (2) Transporte de Energia Elétrica e, (3) Encargos Setoriais. Na época, 2018, dois dos programas utilizados pelo governo que auxiliam o cálculo que permite as definições sobre o custo da energia custavam R\$ 85.000,00 (NEWAVE) e R\$ 57.000,00 (DECOMP), com vigência de dois anos, inviabilizando, assim, qualquer pesquisa referente à Tarifa de Energia (TE) e seus modelos, programações e custos. A segunda parcela da composição tarifária faz jus aos custos de transporte de energia elétrica nos âmbitos da distribuição e da transmissão de energia elétrica. As tarifas existentes no cenário da distribuição, denominadas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), fazem parte das revisões e reajustes dos instrumentos de Participação Pública publicadas anualmente pela ANEEL para cada Distribuidora, Concessionária ou Permissionária de energia elétrica, sendo um cálculo majoritariamente contábil dos ativos existentes, encargos e investimentos passados e futuros dispendidos por cada distribuidora de energia elétrica no país e suas respectivas parcelas de lucro. Desse modo,

³ Nota Técnica nº 17/2021 referente ao processo: 48500.003873/2021-01.

chega-se à segunda parcela do transporte de energia elétrica, referente às Tarifas do Uso de Sistemas de Transmissão (TUST).

Existem outras composições tarifárias no ambiente de Rede Básica (RB), que serão abordadas nos capítulos seguintes⁴, mas, ao se deparar com a metodologia de cálculo das TUST e o impacto econômico gerado pela estrutura tarifária no balanço financeiro da Operação & Manutenção (O&M) de ativos de geração, somados à disponibilização gratuita do *software* que executa essa rotina de cálculo, criou-se um elevado interesse no desenvolvimento de estudos, tanto em programação Nodal, como no aprendizado da sua utilização e dos seus impactos em toda a cadeia produtiva, principalmente no desenvolvimento de ativos de geração de energia elétrica. A consulta e acesso ao programa não é algo trivial. Disponibilizado somente via Centro de Documentação da ANEEL (CEDOC), após publicações em Resoluções Homologatórias, o manual continha inconsistências até a versão de 2020, quando foram corrigidas na atual versão do programa Nodal (v6.0).

A temática também é um importante tópico abordado pela Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE), a qual, em 2019, publicou um Termo de Referência cujo objeto é a criação do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento – P&D, do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE, módulo Transmissão (SIASE-T). Em seu subproduto 3, é listado o aprimoramento metodológico do cálculo locacional para as tarifas de transmissão. Esse P&D apresenta o prazo de cinco anos para estudar, desenvolver e propor melhorias no atual modelo praticado. A questão locacional, abordada em detalhe no corpo deste trabalho, também foi assunto amplamente exposto pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021). Durante o desenvolvimento das pesquisas e estudos para a monografia de especialização, logo no início de 2018, o assunto mostrou-se desafiador, nebuloso e apresentou um excelente potencial estratégico às empresas que atuam no setor de desenvolvimento de ativos de geração de energia, em sua mitigação dos riscos econômicos com a obtenção de uma projeção tarifária mais confiável que suprirá as análises de investimentos de elevado volume financeiro, característica das obras e estruturas do setor energético.

Por fim, durante o processo de leitura e desenvolvimento da revisão bibliográfica realizada, não somente como requisito básico para a execução deste projeto de pesquisa, mas também como leitura durante a rotina de atividades dispendidas em trabalhos particulares, o destaque pontual realizado por Tolmasquim (2021) dispõe que:

⁴ São elas: TUST (rb) para a Rede Básica, TUST (fr) para a Fronteira e TUSD (g) para empreendimentos de geração conectados nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado (DITc) nos patamares de 88 kV ou 138 kV.

No que diz respeito ao arcabouço regulatório as seguintes questões se destacam: formação de preço no atacado (preços, horários, registro ex-ante), formação do preço no varejo (tarifas dinâmicas, tarifas binômias, conexão com o preço no atacado), redução de encargos, subsídios e incentivos, internalização das externalidades e **signal locacional da transmissão**. (TOLMASQUIM, 2021, p. XII, grifo meu).

Tolmasquim (2021) ainda pontua que são importantes temas para debate: as questões relacionadas com a operação dos modelos de despacho, as formações de preço no mercado atacadista e as questões sobre o desenho de mercado na adequação de suprimento através da separação da contratação da capacidade ou lastro da contratação de energia. Portanto, a presente pesquisa ocorre dentro desse cenário multidisciplinar, densamente regulado e único, que é o Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

1 INTRODUÇÃO

O ambiente de desenvolvimento desta pesquisa ocorreu dentro do cenário, multidisciplinar e densamente regulamentado, exposto inicialmente no prólogo. Ao participar ativamente dos instrumentos de participação pública promovidos, majoritariamente, pela ANEEL, o entendimento do SEB se torna mais claro e palpável. As discussões e proposições apresentadas ao final deste texto estão compatibilizadas com as conclusões e as discussões observadas no amplo espectro regulatório, que é apresentado à frente. Ressalta-se que, da mesma forma como foi discorrido anteriormente, existe a necessidade de atualização contínua, não somente das questões e das novas tecnologias desenvolvidas e aplicadas à engenharia, mas também há a necessidade de atualização contínua dos instrumentos regulatórios realizados por meio de um estudo profundo da legislação nacional do SEB.

É importante pontuar a relevância da segurança técnico-regulatória existente no Setor Elétrico Brasileiro. A segurança técnica, *a priori*, pode soar como um atributo de senso comum. Como exemplo, pode-se citar o atual cenário de *constrained-off*⁵ realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico com relação às fontes renováveis variáveis. A **segurança técnica** do SEB é prioridade “número um” nas decisões de operação no despacho energético de grandes usinas na operação minuto a minuto do sistema.

Durante a 1ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria ANEEL, ocorrida em 19/03/2021, no voto do então Diretor Relator do processo, Sandoval Feitosa, é apresentada, no item 39, a necessidade da devida recompensa ao atributo de flexibilidade do sistema (possibilidade de controle de geração de energia elétrica por meio do acúmulo de combustível, renovável ou não), pois a inflexibilidade das fontes intermitentes (atualmente denominadas renováveis variáveis, em específico a fonte solar fotovoltaica e eólica) deve ser compensada através da maior flexibilidade do restante do sistema. Nesse mesmo item, Feitosa pontua que a tratativa do *constrained-off* (ou *curtailment*) levanta debates importantes em outros países, relacionados à segurança da operação dos sistemas de energia, dos quais destacam-se: (1) adequação da capacidade de transmissão; (2) interligação com outros submercados; (3) resposta da demanda; (4) armazenamento; (5) aperfeiçoamento de preços e (6) geração flexível. A atual temática da operação segura de sistemas de energia possui um respaldo técnico de elevada riqueza na elaboração de novos estudos e pesquisas, visto que, ao se compreender como os

⁵ *Constrained-off*, ou *curtailment*, é compreendido como a necessidade de corte na geração de energia de grandes usinas cuja fonte não é controlável e cuja tecnologia de armazenamento não é economicamente viável. Pontuam-se, como principais fontes energéticas expostas ao *curtailment*, a fonte solar fotovoltaica e a fonte eólica.

demais países abordam a temática, pode-se modelar um sistema único nacional com esses aprendizados, ajustados à realidade brasileira.

Ao se tratar da segurança regulatória, é importante considerar que, para a delimitação da duração de contratos de atendimento do serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, serviços nos quais são demandados elevados patamares de investimentos, são realizadas análises econômico-financeiras em um horizonte de longo prazo. Verificando os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), contemplados nos Leilões de Energia Nova⁶, o período de contratação das usinas vencedoras desses certames tem obrigações que estendem de 15 a 30 anos. No âmbito da transmissão, os horizontes das concessões são semelhantes. Portanto, a segurança regulatória fornece o alicerce fundamental à tomada de decisão de grandes investimentos dispendidos pelos setores privado e público na participação dos leilões existentes no Brasil. Essa segurança regulatória também é crucial para a modicidade tarifária dispendida pelo consumidor cativo⁷, assegurando que gastos indevidos não sejam alocados à conta de energia elétrica da população. Pontua-se, como curiosidade, que, no *Global Offshore Wind Summit – Taiwan Virtual 2020*, atentou-se a uma das principais dificuldades da ilha de Taiwan na viabilização da construção e operação de complexos eólicos *offshore*⁸: a falta de confiança, por razões culturais, na celebração de contratos a longo prazo. A ausência da cadeia produtiva e as questões geopolíticas existentes foram determinantes, de forma semelhante à ausência do arcabouço regulatório de Taiwan, na inviabilização de investimentos de maior volume e contratos a longo prazo na ilha para construção de parques eólicos *offshore*.

Portanto, é interessante notar que a segurança regulatória atende não somente aos interesses das empresas que realizam elevados investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mas também assegura, conforme § 1º do Art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que o atendimento ao serviço público satisfaça “as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas” (BRASIL, 1995).

⁶ Leilões de Energia Nova (LEN) são uma, das diversas, modalidades de contratação de energia elétrica no Brasil. Os LENs buscam atender o aumento da carga (consumo) das distribuidoras através da contratação de novos geradores que terão suas usinas construídas.

⁷ Consumidores Cativos são determinados através das unidades consumidoras que adquirem energia elétrica através das Distribuidoras, Concessionárias ou Permissionárias que atendem à região geográfica. Esses consumidores consomem a energia elétrica negociada através dos leilões ocorridos no ACR e não possuem poder de escolha no fornecimento do seu consumo.

⁸ Define-se complexos eólicos *offshore* como usinas de fonte eólica instaladas no mar. Para as usinas instaladas em terra, no continente, utiliza-se o termo complexos eólicos *onshore*.

Por fim, compreende-se que todo e qualquer processo regulatório pode ser alterado conforme os interesses da sociedade ao longo dos anos. Dessa forma, define-se como marco temporal para essa dissertação a Nota Técnica nº 181/2022–SGT/ANEEL, de 16 de setembro de 2022, que apresentou os resultados da 3ª fase da Consulta Pública nº 39/2021.

1.1 Justificativa

Nesse âmbito, necessita-se que as discussões sejam abordadas com elevado quesito técnico, principalmente os relacionados às áreas econômicas. Porém, é preciso que existam instrumentos que garantam a publicidade, ou ainda, a transparência, de todo o processo da projeção tarifária, quer seja no uso dos sistemas de distribuição, quer seja no uso dos sistemas de transmissão. Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), por mais que sejam de fácil acesso no site da ANEEL, não apresentam redação em terminologia acessível ao consumidor final. Logo, faz-se premente a publicação em texto adequado que apresente os conceitos e definições aos demais participantes do Setor Elétrico.

As revisões e as projeções tarifárias no âmbito da distribuição, como comentado anteriormente, são embarcadas em um modelo contábil de ativos existentes em operação e projetados para entrar em operação junto às empresas que atuam no ambiente de distribuição nacional. A conta, a princípio, é bem abordada durante os processos de revisão e reajuste tarifário, dispostos nas Notas Técnicas de abertura das Audiências Públicas de cada empresa, declarados e disponibilizados anualmente em local de fácil acesso à sociedade. A facilidade na projeção tarifária do uso dos sistemas de energia elétrica não encontra a mesma publicidade e facilidade de entendimento, quando o âmbito analisado se encontra no espectro da transmissão de energia elétrica. Esse entendimento (da metodologia de cálculo), porém, não foi fornecido e capacitado pela Agência; os treinamentos na operação do sistema tampouco foram fornecidos pelo ONS, que, após um longo período sem realizar treinamentos em sua sede, na cidade do Rio de Janeiro, realizou um treinamento pontual para duas turmas em 2019 e, após esse período, disponibilizou em suas redes sociais o curso de modo gratuito e de fácil acesso. A ausência de interesse do poder público em fornecer publicidade ao tema foi a principal justificativa para o início dos estudos de especialização realizados em 2019.

As tarifas de energia (TE), mesmo com uma maior proximidade de entendimento ao usuário final, possuem uma série de regramentos desconhecidos pela maioria dos usuários cativos (ex.: reajustes e revisões tarifárias, Fator X, DEC, FEC, etc.). Quando as tarifas de

aplicação se encontram no setor de transmissão de energia elétrica, o entendimento e a publicidade do tema são severamente prejudicados, resultando em um cenário de incerteza que é prejudicial ao investidor, porque não é conhecida a sua remuneração ao investimento no longo prazo (inserindo o risco em forma de custo futuro), assim como também apresenta prejuízo ao consumidor cativo, pois também dificulta a compreensão tarifária futura.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo principal desta pesquisa é analisar a efetividade do sinal locacional aplicado às tarifas existentes no sistema de transmissão de energia brasileiro. Essa análise é referente aos impactos causados pela injeção marginal de potência de novos geradores no sistema de transmissão, correlacionando as tarifas com os principais polos de consumo de energia elétrica do país, pelo uso de visualização geográfica massiva de dados através do uso de *Geographic Information Systems* (GIS).

1.3 Objetivos Específicos

Busca-se também realizar um histórico regulatório tarifário que seja de fácil compreensão por meio de suas Consultas Públicas, Notas Técnicas, Resoluções Normativas e demais instrumentos regulatórios. Para tal, os objetivos específicos buscam demonstrar, além de uma importante lacuna na ausência de padronização de dados públicos necessária à realização das análises e tratamentos da informação, a necessidade de maior publicidade referente à temática das tarifas de uso dos sistemas de transmissão. São eles:

- a. Distinguir modelos geográficos e geoelétricos;
- b. Revisar as principais bases de dados geográficos do Setor Elétrico;
- c. Identificar oportunidades de melhorias na padronização de dados;
- d. Identificar fiel cumprimento da metodologia de cálculo,
- e. Identificar oportunidades de melhorias na modelagem tarifária.

1.4 Mapa de capítulos

O presente trabalho faz, então, no primeiro capítulo, uma breve apresentação do SEB, com o intuito de contextualizar o cenário nacional e apresentar as definições específicas referentes à atividade de transmissão de energia elétrica. Já no segundo, são apresentados os conceitos econômicos e os processos de formação tarifária praticados no Brasil, de modo a compreender as principais questões do atual modelo, suas limitações tecnológicas e todo o arcabouço legal existente nos processos que regem a formação de tarifas no Brasil.

No terceiro capítulo, é apresentado o processo de metodologia utilizado para coleta e tratamento dos dados georreferenciados e os processos de correção da informação necessários nas bases de dados disponibilizadas pelo poder público. Também são abordados os principais conceitos e atributos de soluções com uso de ferramentas dos *softwares Geographic Information System (GIS)*, que se mostrou uma ferramenta analítica essencial para o desenvolvimento desse trabalho. No quarto capítulo, são apresentados os resultados e os principais mapas resultantes das análises GIS pós-modulação marginal da injeção de potência por barramento existente. As análises críticas do modelo e a verificação da veracidade das informações de saída são importantes parâmetros que confirmaram a metodologia e a proposição inicial do projeto de pesquisa.

Finalmente, no último capítulo, são apresentadas as conclusões referentes às análises técnicas de sensibilidade e a verificação de impacto marginal *versus* carga existente. Aqui, são analisadas e identificadas as possíveis tratativas externas não consideradas anteriormente, e realizada a proposição de alterações na metodologia de cálculo atual e da filosofia de modelo matemático, buscando o aprimoramento das projeções tarifárias do uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica no Brasil. Apresentam-se também diferentes considerações futuras e sugestões para a continuidade de pesquisa e desenvolvimento nos estudos econômicos, regulatórios e matemáticos demandados no ambiente deste projeto. Chama-se, por fim, destaque aos projetos de georreferenciamento disponibilizados nos apêndices, concatenando as informações técnicas de modelagem com as análises visuais das soluções GIS.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

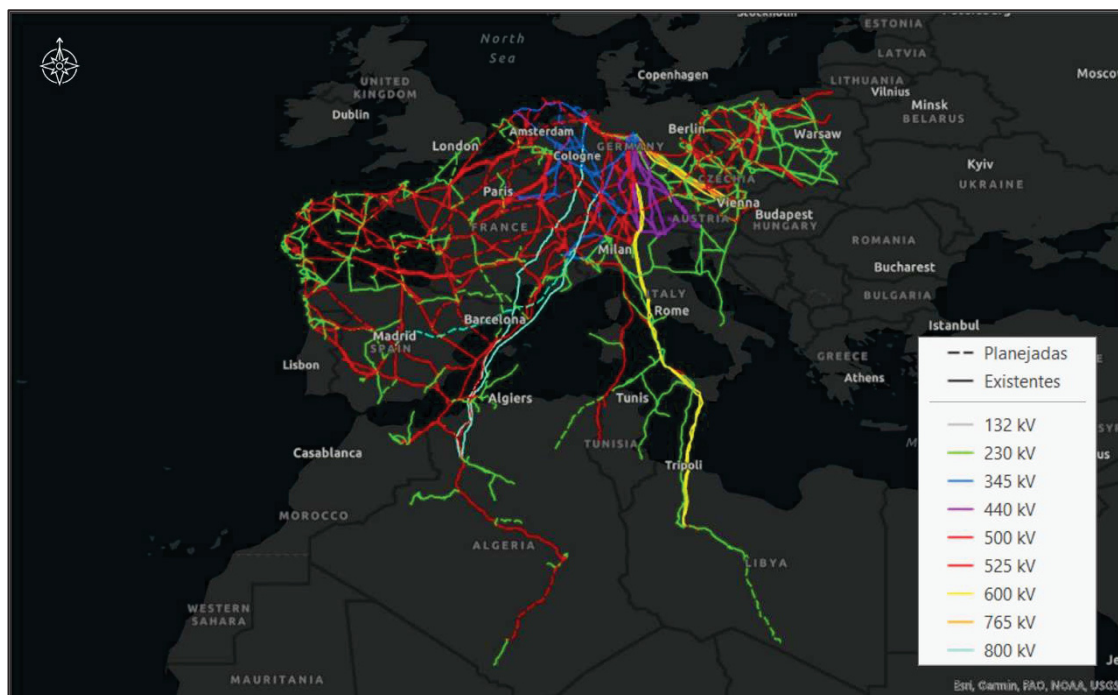
Neste capítulo, será realizada uma breve introdução e histórico do Setor Elétrico Brasileiro, no intuito de contextualizar e introduzir o tema principal da pesquisa. Essa etapa torna-se importante, considerando a singularidade do Setor Elétrico Brasileiro e sua complexidade única, conforme demonstrado a seguir.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O início de qualquer estudo sobre a temática referente ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), como pontuou Oliveira (2017), não pode ser realizado ou obtido em somente um livro ou um texto de referência. O SEB foi desenvolvido em um cenário dinâmico e multidisciplinar que buscou solucionar os desafios de engenharia, desafios regulatórios e desafios socioambientais em um contexto único e exclusivo no mundo, que é o Estado brasileiro.

Pontuar a referência de início comentando sobre as suas dimensões continentais é também muito utilizada no setor, mas se torna necessário para compreender as soluções aqui praticadas, em comparação às soluções em outros países com dimensões geográficas consideravelmente menores, ou com matrizes de geração de energia e sistemas de estruturação política bem distintos. O país está na 5ª posição em extensão territorial no mundo, sendo em primeiro lugar a Rússia, seguido de Canadá, China, Estados Unidos e, então, o Brasil. Na Figura 1, busca-se demonstrar o tamanho do Setor Elétrico Brasileiro, na qual se nota a unicidade do sistema elétrico. São demonstradas as linhas de transmissão participantes da Rede Básica (RB), que será detalhada adiante, sobre o mapa europeu. Percebe-se, de forma direta, que as distâncias cobertas pelas linhas de transmissão brasileiras percorrem em sua quase totalidade o continente europeu; de Portugal à Polônia e, no sentido norte-sul, da Dinamarca ao sul da Líbia, já no deserto do Sahara, no continente africano.

Figura 1 – SIN, rotacionado, em sobreposição ao mapa europeu



Fonte: EPE, ESRI (2022). Elaboração: o autor (2022).

Uma vez enfatizadas as principais características que diferenciam o setor energético brasileiro dos demais países, existe uma extensa literatura (TOLMASQUIM, 2015, OLIVEIRA; SALOMÃO, 2017, SCHOR, 2021, CAMPOS, 2021) na qual o seu desenvolvimento, a partir do começo da inserção da energia elétrica no mercado de consumo, e o cenário atual são abordados. Inicialmente realizado de forma privada, principalmente pelas empresas *Light* e *Amforp*, nos anos 1930, o setor era caracterizado pelos investimentos privados e pela ausência de uma legislação específica (TOLMASQUIM, 2015). O setor então evoluiu para um cenário de estatização no qual o controle dos ativos foi incorporado e comandado por grandes empresas estatais, a exemplo da compra da *Light* pela Eletrobrás em 1978. Um cenário majoritariamente privado em meados de 1930 teve sua conversão para majoritariamente estatal cerca de 40 anos depois.

Após o longo período sob controle estatal, o SEB necessitou atrair elevadas quantias de investimento para que seu equilíbrio financeiro fosse obtido. Uma das características singulares do mercado de energia, segundo Bitu (1993), é o uso intensivo de capital, independente do país. Essa característica o diferencia de outros mercados e produtos, devido ao elevado valor das movimentações financeiras, bem como à elevada necessidade de captação de investimentos (de modo fácil, qualquer ação determinativa regulatória impacta a sociedade, criando-se um ágio, ou bônus, de bilhões de reais). Com a dificuldade de acesso ao investimento público e ao

mercado financeiro internacional, bem como a ausência de segurança regulatória para remuneração de investimentos privados, em 1990 foi instituído o Plano Nacional de Desestatização (PND), no qual se preparava a base para a futura movimentação de privatização das empresas. A sinalização da introdução da competição em mercados não mais sujeitos ao monopólio do Estado (geração e comercialização) ganhou força ao longo dos anos e, após a crise de 2001, houve a necessidade da construção de um novo modelo, pois a estruturação iniciada anteriormente não foi capaz, segundo Tolmasquim (2015), de:

- Realizar um planejamento estrutural satisfatório;
- Viabilizar investimentos públicos e privados em novos geradores,
- Criar um modelo regulatório juridicamente consistente e robusto.

A análise da evolução do crescimento da capacidade de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), com relação ao crescimento da curva de consumo do país, mostrou a gênese da crise do racionamento de energia em que as medidas mitigatórias abordadas – como interconexão com Argentina e Paraguai, redução de consumo nas regiões, cortes programados, penalidades por consumos fora de méritos, etc. – não foram suficientes para mitigar a crise de abastecimento que levou à necessidade de se implementar uma política de racionamento.

2.2 O atual modelo desverticalizado

Com a necessidade abrupta de encontrar uma solução para a crise de abastecimento, com a inevitável adoção de políticas de racionamento, foi feito um esforço elevado na formação de grupos de trabalho que solucionassem os três objetivos os quais os serviços públicos, não restritos somente ao setor energético, buscaram atingir em sua plenitude, a saber:

1. **Modicidade tarifária:** a tarifa de energia elétrica deve ser justa e cumprir somente a sua função objetivo (remuneração dos serviços, arrecadação monetária suficiente para as operações de manutenção e a parcela de lucro da detentora da concessão da linha de transmissão e/ou subestação).
2. **Universalidade:** o atendimento da prestação de serviço público deve atender a maior população possível, não somente o acesso à energia elétrica.

3. **Confiabilidade:** o sistema deve apresentar confiabilidade de suprimento, considerando a sensibilidade das atividades comerciais que o usufruem.⁹

Importante pontuar que, segundo Cardoso (2019), para o estado de Roraima, como também apresentado por Silva e Guimarães (2012)¹⁰ em nível nacional, a relação da universalização do acesso à energia elétrica está diretamente relacionada ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Sendo assim, essa é uma política pública essencial para o crescimento da qualidade de vida da população. O impacto positivo no IDH também refletirá impacto positivo no crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do país, conforme indicam Silva e Guimarães (2012).

Para enfrentar os problemas causados pelo racionamento, novas abordagens foram apresentadas para todos os âmbitos do setor, a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004 instituíram o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Em continuidade à desverticalização sinalizada em 1995 (separação regulatória das empresas que prestam serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica), os instrumentos regulatórios de 2004, em síntese, criaram o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual se encontram os *consumidores cativos* (os quais não têm liberdade de escolha nem de barganha na compra de energia elétrica e a realizam através de atendimento da concessionária de distribuição atuante no município), e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual são negociados livremente os contratos de compra e venda de energia de *consumidores livres*. Destaca-se, além da criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹¹, a criação de contratação de oferta de geração de empreendimentos novos e já existentes via Leilões de Energia.

Dessa forma, buscou-se trazer atratividade e segurança regulatória no fiel cumprimento de investimentos e competitividade para os ambientes em que os estudos econômicos sinalizavam viabilidade de introdução à competição (nos mercados de geração de energia elétrica e comercialização). Segundo Bitu (1993), os sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica apresentam características de um monopólio natural. Nesses contextos, a

⁹ Mesmo em cenário mais recente, cita-se o auto de infração número 0004/2019-AGR/SFE, da Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos (AGR), que multou a distribuidora local devido aos prejuízos ocasionados pela má prestação de serviço público de distribuição de energia, impactando diretamente os produtores rurais que necessitam de refrigeração de suas mercadorias (carnes, verduras, leites etc.). A soma de diversos autos ultrapassou, à época, 75 milhões de reais.

¹⁰ Economia e Energia: Uso do Índice de Desenvolvimento Humano como Instrumento de Projeção de Demanda de Energia Elétrica (2012 p.3 à p.16).

¹¹ Art. 4º e Art. 5º da Lei nº 10.848/2004 e posterior Art. 4º-A incluído pela Lei nº 14.120, de 2021.

criação de modelos competitivos não gera cenários economicamente justos para a sociedade como um todo. Conforme mencionado por Schor (2021), é interessante exemplificar esse comportamento através do modal ferroviário. Apesar de ser possível a convivência de mais de um agente para o transporte de passageiros e cargas, não há praticidade quando cada transportador possui sua linha férrea exclusiva, apenas para inserir o instrumento da competição.

Introduzindo os elementos de competição (geração e comercialização) e mantendo os mercados monopolistas (transmissão e distribuição), quando são viáveis, houve a necessidade da criação de toda a regulamentação técnica e jurídica que subsidiou, e subsidia, a saúde econômica e regulatória dessas quatro grandes áreas do SEB.

2.3 A atividade de transmissão de energia elétrica

A atividade de transmissão de energia elétrica pode ser compreendida como uma das característica física necessária à diversificação da matriz energética de um país. Um Setor Elétrico, ao possuir distintas fontes de geração de energia (térmica, hidráulica, solar, eólica, etc.), fornece o atributo da segurança ao suprimento para seus usuários, uma vez que, ao considerarmos diferentes comportamentos de produção de energia elétrica de diversas fontes, pode-se garantir que, por exemplo, em períodos de baixas vazões afluentes, que impactam a geração hidráulica, o estoque de combustíveis e a consequente geração térmica possa atuar compensando essa redução na produção de energia de fonte hidráulica. Outro exemplo da necessidade de diversificação se dá quando ocorre elevada geração de fonte solar fotovoltaica (tanto de grandes empreendimentos com geração centralizada, quanto de empreendimentos de geração distribuída), pois, durante seu período de geração, quando a luz do sol é disponível, evita-se a geração de energia elétrica de outras fontes. Porém, em períodos noturnos, quando a geração solar fotovoltaica apresenta valores nulos, as demais fontes podem ser acionadas para atendimento pleno da carga nacional. É adequado pontuar a importância da diversificação da matriz energética, porque ela traz segurança no atendimento à carga e reduz os riscos e as necessidades de cortes e racionamentos. Esses sinalizaram ao mercado de energia uma insuficiência de planejamento e a necessidade de controlar a produção industrial por falta do insumo básico, já que não é possível atuar em níveis elevados de produção em um ambiente no qual não há energia disponível.

O ambiente da transmissão de energia elétrica existe justamente em cenários nos quais, fisicamente, os polos de geração de energia elétrica de grande capacidade instalada não estão compatibilizados com os locais físicos de maior consumo do país. Para tal, citam-se, dentre diversos outros, três exemplos existentes no Brasil:

- 1) Usina Hidrelétrica de Itaipu, cuja geração de energia elétrica não é consumida nas suas proximidades e, quase em caráter exclusivo, é despachada diretamente para a região da capital estadual de São Paulo (distância aproximada entre geração e carga, 815 km).
- 2) Complexo Hidrelétrico do Madeira, de forma semelhante, não utiliza sua geração de energia para atendimento regional, despachando sua geração para a região paulista do município de Araraquara, em São Paulo (distância aproximada entre geração e carga: 2390 km).
- 3) Geração Eólica no submercado Nordeste, a qual também exporta energia de seu submercado para o submercado Sudeste-Centro Oeste (SECO) (distância aproximada entre geração e carga, 2115 km).

Portanto, para que o transporte de grandes quantidades de geração de energia elétrica entre os pontos de geração e consumo (carga) fisicamente distantes seja executado de modo seguro, econômico e eficiente, é necessária a existência de um sistema de transmissão de energia elétrica. Esses sistemas de transmissão, economicamente caracterizados como monopólios naturais, receberam a denominação de Rede Básica (RB).

A Rede Básica, cujos critérios de composição foram inicialmente apresentados através da Resolução Normativa nº 302 de 2008, e posteriormente atualizados através da Resolução Normativa nº 905/2020, que estabeleceu a estrutura das Regras dos Serviços de Transmissão, é classificada conforme disposto no Módulo 2 – Classificação das Instalações na qual participam:

- **Rede Básica (RB):** integram as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestações em tensões iguais ou superiores a 230 kV, como também transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV, e tensões secundárias e terciárias inferiores a 230 kV (equipamentos de Rede Básica de Fronteira), bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

- **Instalações de Transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada (ICGs):** são considerados os barramentos, linhas de transmissão e transformadores de potência, inclusive os equipamentos no lado de alta em nível da RB, destinados ao acesso das centrais geradoras em caráter compartilhado à Rede Básica.
- **Instalações de Transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais (ITI):** instalações e equipamentos em qualquer nível de tensão destinados à importação e/ou exportação de energia elétrica.
- **Demais Instalações da Transmissão (DIT):** demais instalações integrantes dos sistemas de concessões de transmissão ocorridos em momento passado que não são participantes do grupo de equipamentos e linhas de transmissão da Rede Básica. As DIT, majoritariamente, são visualizadas como ativos anteriormente existentes na carteira da transmissora que possuíam características de RB no passado, mas que hoje não são consideradas participantes da RB por apresentarem tensão inferior a 230 kV. Em geral, as DIT apresentam nível de tensão de 88 kV e 138 kV. Caso a DIT seja utilizada por mais de uma empresa geradora, pode-se denominá-las de DITc (Demais Instalações da Transmissão de uso compartilhado).

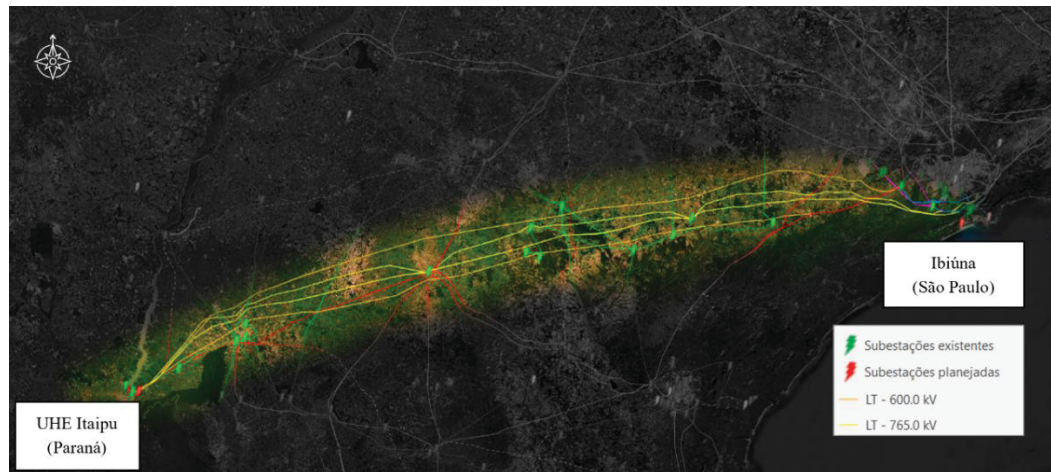
Chama-se atenção à definição de equipamentos de Rede Básica de Fronteira como sendo equipamentos que realizam a fronteira entre Rede Básica e Rede de Distribuição, não estando correlacionados às fronteiras geopolíticas do país entre países limítrofes. Os equipamentos e as instalações de fronteira garantem que os níveis de tensão alocados nos sistemas de transmissão, a partir de 230000 V (230 kV), não sejam os mesmos níveis praticados nos sistemas de distribuição de energia elétrica, em que o entorno com a vida humana e animal é muito próxima. Para tal, é necessário que os equipamentos de fronteira rebaixem o nível de tensão da RB para patamares menores em níveis de distribuição de energia elétrica¹².

Portanto, antes de apresentar a estruturação econômica desses ativos, é interessante que sejam pontuadas suas especificidades de classificação, pois é por meio dessas classificações dos ativos pertencentes ao SIN que os modelos econômicos buscarão remunerar as atividades de concessões de serviços existentes na transmissão de energia elétrica brasileira.

¹² Os níveis de tensão praticados nos sistemas de distribuição, como orienta o Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição das Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), são classificados em três patamares: alta tensão (acima de 69 kV), média tensão (igual ou superior a 2,3 kV e abaixo de 69 kV) e baixa tensão (inferior a 2,3 kV).

São apresentados visualmente, nas Figuras 2, 3 e 4, exemplos desses sistemas de transmissão de grandes quantidades de energia elétrica. A Figura 2 mostra, em destaque, as linhas de transmissão que conectam a UHE Itaipu e o submercado SECO, através do setor de 600 kV da Linha de Transmissão (LT) 600 kV Foz do Iguaçu - Ibiúna C1 / C4.

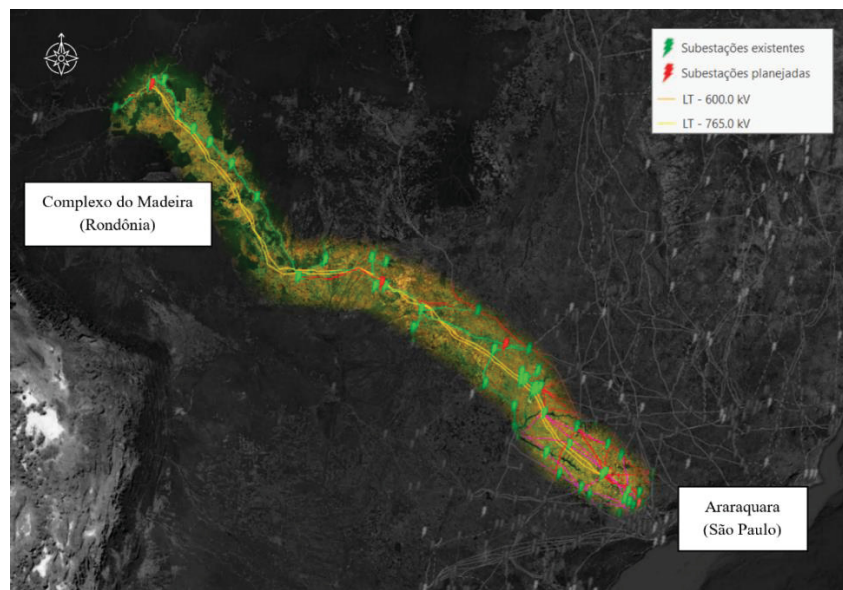
Figura 2 – LT Foz do Iguaçu – Ibiúna C1 / C4



Fonte: EPE, ESRI (2022). Elaboração: o autor (2022).

A Figura 3 apresenta, em destaque, as linhas de transmissão que conectam o Complexo do Madeira, onde se encontram as UHE Santo Antônio (3568 MW) e UHE Jirau (3750 MW) à Subestação da Rede Básica de Araraquara, no estado de São Paulo.

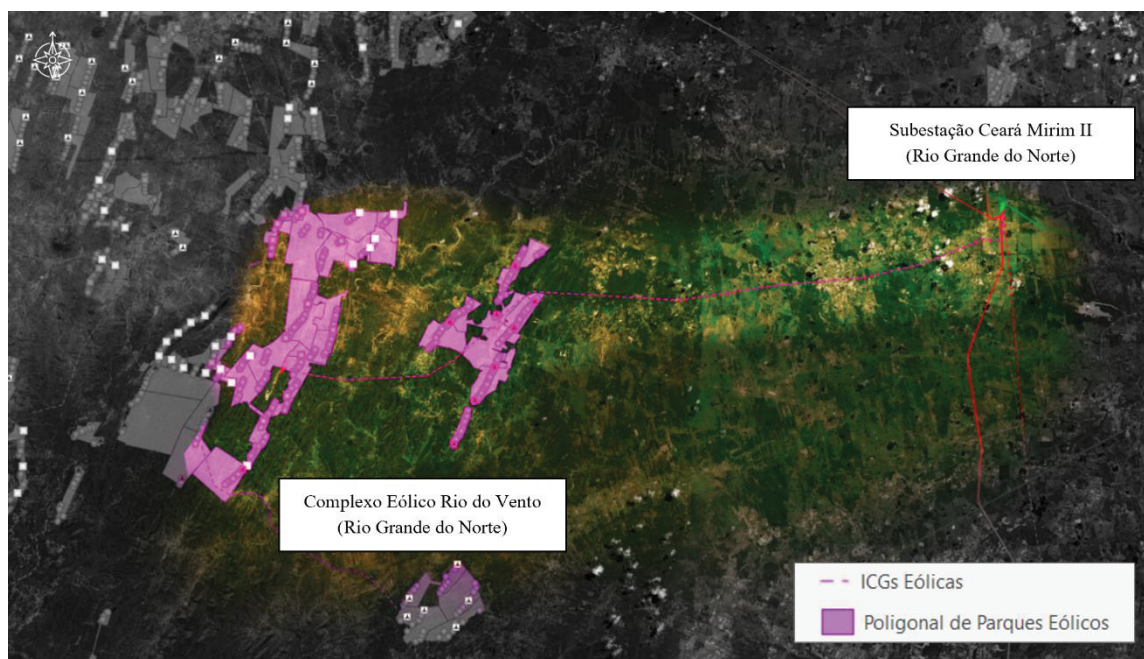
Figura 3 – LT 600 kV Coletora Porto Velho - Araraquara 2 n° 1 C1/C2



Fonte: EPE, ESRI (2022). Elaboração: o autor (2022).

Já a Figura 4 mostra diversas geradoras formando o Complexo Eólico Rio do Vento, em destaque. Todas as geradoras ali instaladas estão compartilhando uma mesma instalação de transmissão de energia para conexão ao SIN através da Subestação Elevatória Rio do Vento e transmitindo sua geração até o ponto de conexão no SIN através da Subestação Ceará Mirim II.

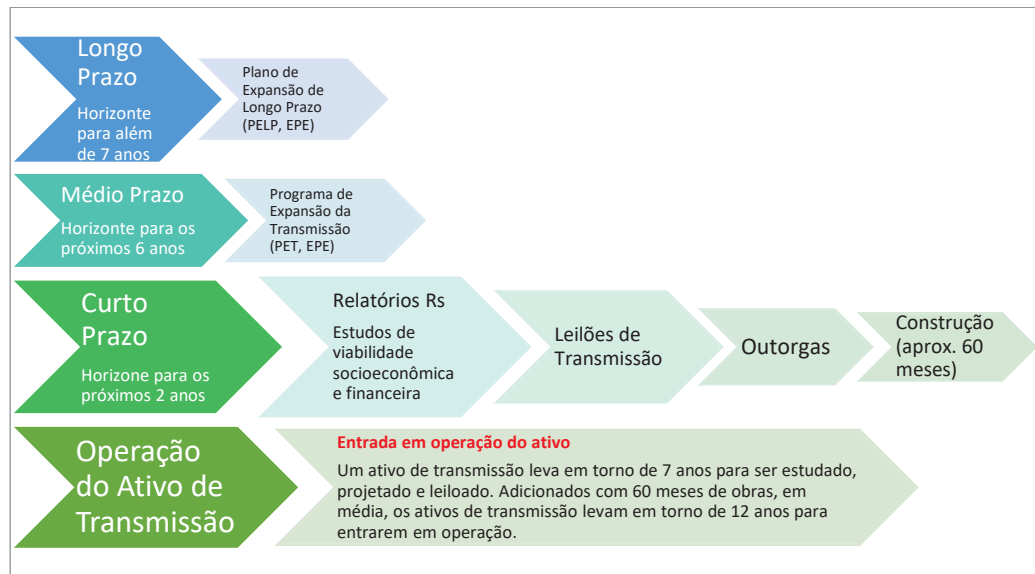
Figura 4 – Complexo Eólico utilizando ICGs para conexões ao SIN



Fonte: ANEEL, EPE e ESRI (2022). Elaboração: o autor (2022).

Por fim, apresenta-se uma série temporal de estudos e trâmites necessários ao desenvolvimento de ativos de transmissão para a contextualização do leitor em como esses empreendimentos são desenvolvidos no Brasil e como ocorre seu planejamento de longo prazo, formado de estudos e execução de leilões, bem como, posteriormente, liberações para etapas de obras, comissionamentos e entrada em operação. As entidades públicas somam esforços para subsidiar o Ministério de Minas e Energia (MME) na viabilização desses empreendimentos, participando ativamente, dentre outras, a EPE, ANEEL e B3 (realizadora efetiva do leilão).

Figura 5 – Evolução do planejamento dos sistemas de transmissão no Brasil



Fonte: ANEEL, EPE e MME (2022). Elaboração: o autor (2022).

Ao compreender a dimensão dos sistemas de transmissão e suas classificações e principais nomenclaturas, torna-se viável avançar e verificar como ocorre de fato a precificação e a garantia de retorno dos investimentos de empreendimentos de transmissão, bem como seus modelos econômicos e suas garantias de fiel cumprimento aos investidores e aos usuários dos sistemas.

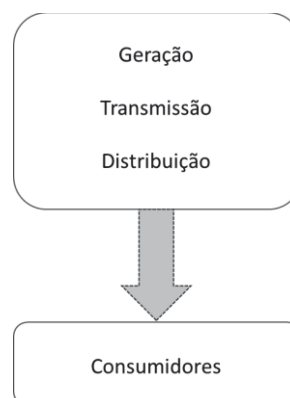
2.4 A remuneração das atividades de transmissão de energia

A remuneração das atividades no âmbito da transmissão de energia elétrica, como mencionado anteriormente, busca estratégias e metodologias que garantam o bom desempenho dos ativos de transmissão. Segundo Bitu e Born (1993), os serviços de energia elétrica se diferem dos demais serviços públicos em dois pontos específicos:

- Primeiro, em sua necessidade de investimento de capital intensivo, na qual, por exemplo, uma construção de um empreendimento hidrelétrico demanda elevados investimentos durante, aproximadamente (a depender do tamanho), cinco anos para só após esse período o ciclo de retorno econômico ser iniciado e compensado no longo prazo.
- Segundo, na característica híbrida de desenhos de mercado competitivos e monopolistas atuando em um mesmo setor.

Ambas as características demandam que o Setor Elétrico nacional possua uma segurança regulatória elevada para a correta atração de investimentos privados e para o correto desempenho das empresas públicas que atuam no setor. Conforme expõem Bitu e Born (1993), o Setor Elétrico pode ser separado em quatro grandes áreas, compreendendo os segmentos da geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica, além de que seus modelos variam conforme o desenho regulatório vigente no país, sugerindo, dentre outros, alguns modelos de mercado.

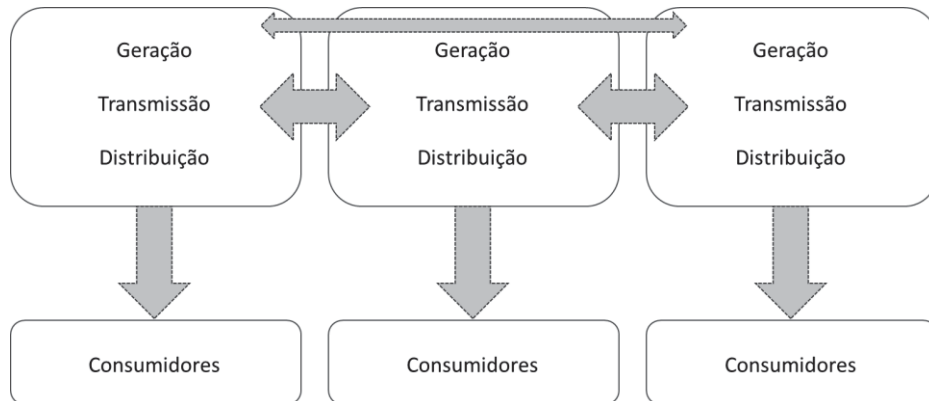
Figura 6 – Modelo Nacional Integrado



Fonte: Bitu e Born (1993). Elaboração: o Autor (2022).

No Modelo Nacional Integrado (Figura 6), nota-se que há somente uma empresa detentora de toda a cadeia produtiva energética, configurando um monopólio único. Esse desenho de mercado, segundo Bitu e Born (1993), foi muito utilizado em países como França, Itália, Portugal e Inglaterra, até 1989. Já na Figura 7, no Modelo Área Integrada, percebe-se que existem diferentes empresas atuantes em seus monopólios específicos, e o consumidor final continua sendo atendido pela empresa monopolista que atua em sua região.

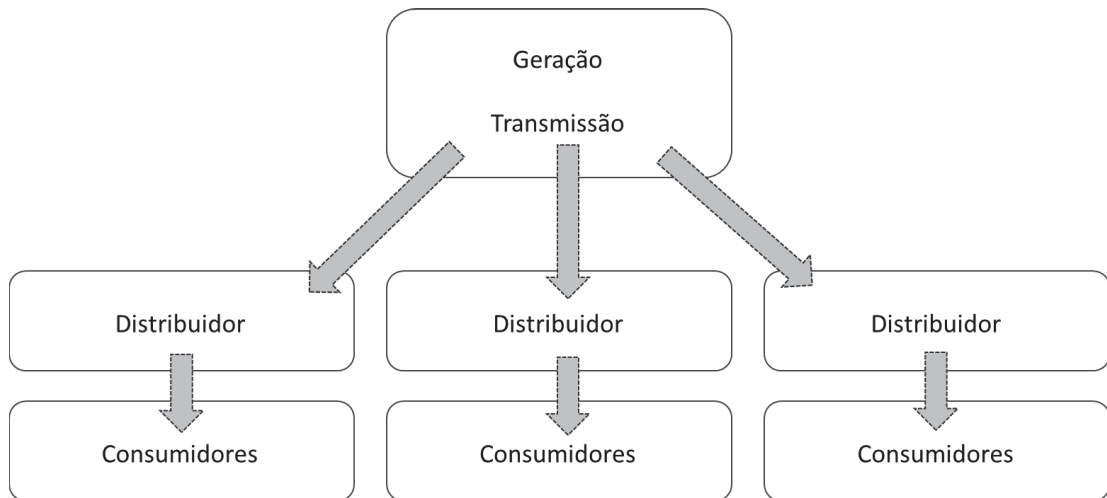
Figura 7 – Modelo Área Integrada



Fonte: Bitu e Born (1993). Elaboração: o autor (2022).

O modelo exposto na Figura 8, de Geração/Transmissão Centralizada, tem como principal característica a centralização, nacional ou regional, dos elementos de geração e transmissão com os consumidores sendo atendidos pelas distribuidoras locais, que mantêm o comportamento monopolista regional.

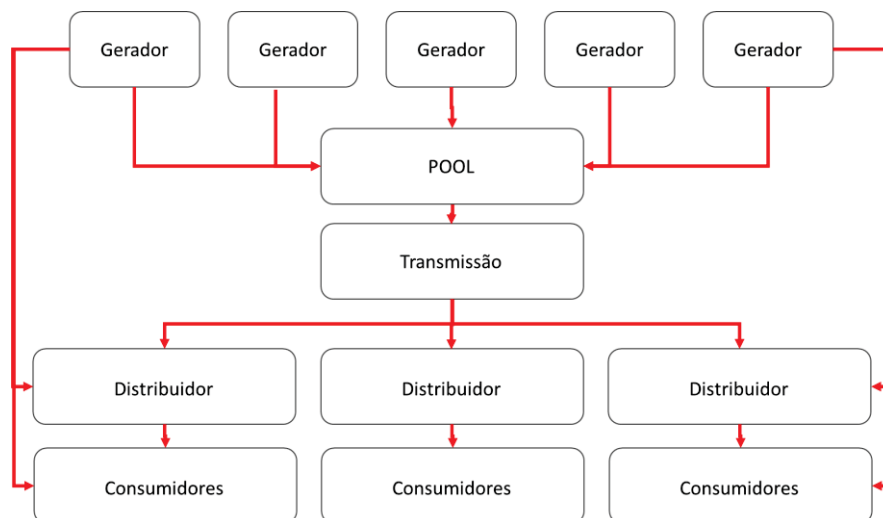
Figura 8 – Modelo Geração/Transmissão Centralizada



Fonte: Bitu e Born (1993). Elaboração: o autor (2022).

Por fim, dentre diversos outros modelos de mercado, é apresentado o Modelo Pool Competitivo (Figura 9), no qual existe a inserção do instrumento de competição entre geradores. As distribuidoras realizam a compra da energia elétrica dos geradores e repassam aos consumidores, que, por sua vez, também têm liberdade para negociar bilateralmente com as empresas geradoras.

Figura 9 – Modelo Pool Competitivo



Fonte: Bitu e Born (1993). Elaboração: o autor (2022).

A análise e o conhecimento de diferentes desenhos de mercado são interessantes, pois, quando é analisado o desenho atual do mercado brasileiro e suas relações contratuais que apresentam a segurança regulatória anteriormente comentada, pode-se compreender que os desenhos de mercado, conforme também sugerem Bitu e Born (1993), não são definidos entre quais são melhores entre si. Eles são uma construção conjunta entre as características geográficas, sociais, culturais, econômicas e políticas de cada país. Atualmente, no Brasil, existe um modelo semelhante ao *Pool* Competitivo, que é apresentado adiante. Para tal, o sistema de regulamentação deve considerar os seguintes aspectos:

- I. A separação, em organismos diferentes, das funções normativas e fiscalizadoras das funções claramente produtivas e comerciais, evitando na mesma entidade a função de juiz e parte interessada;
- II. A eliminação da discriminação entre empresas públicas e privadas;
- III. A eliminação das incertezas na legislação, dando às empresas concessionárias públicas e privadas os meios para buscar a estabilidade econômico-financeira;
- IV. A determinação de uma tarifa que incentive a eficiência das empresas e sinalize aos consumidores a direção do uso racional e econômico da energia elétrica;
- V. O estabelecimento de um eficiente e eficaz sistema de subvenções aos setores mais pobres; e
- VI. A criação de uma estrutura capaz de promover a eficiência, a produtividade, através da concorrência, sempre que possível. (BITU E BORN, 1993, p. 26).

A remuneração dos sistemas de transmissão no Brasil ocorre pela arrecadação da Receita Anual Permitida (RAP), sendo compreendida como montante máximo a ser disponibilizado para a transmissora, para que ela efetue a construção, a operação e a manutenção do ativo de transmissão de modo eficiente durante o período de concessão, sendo

anualmente ajustada por índices econômicos, possuindo, então, o esquema regulatório disposto na Figura 10.

Figura 10 – Arrecadação da RAP



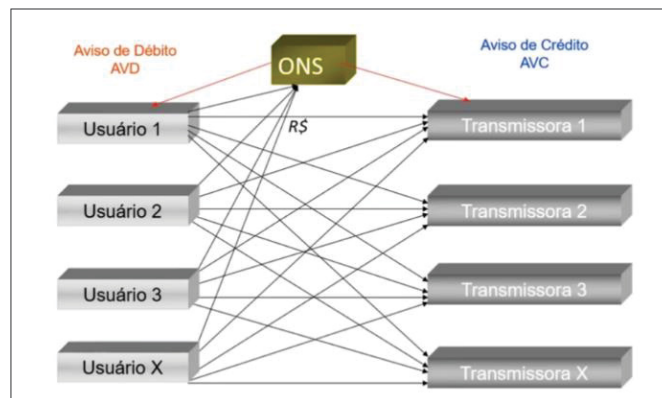
Fonte: ONS (2022). Elaboração: o autor (2022).

Onde:

$$RAP = \sum EUST_c + \sum EUST_g \quad (1)$$

Sendo o somatório dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão Consumo (EUST_c) e Encargos de Uso do Sistema de Transmissão Geração (EUST_g). Esses valores arrecadados buscarão suprir o custo dos ativos existentes, uma parcela do orçamento do ONS, os custos de novas obras, a expansão da malha de transmissão e a Parcela de Ajuste (PA), positiva ou negativa, referente ao ajuste dos encargos no ano anterior. Nota-se que todos os participantes do sistema elétrico contribuem na arrecadação tarifária da RAP, segundo o seguinte fluxo de pagamento da Figura 11.

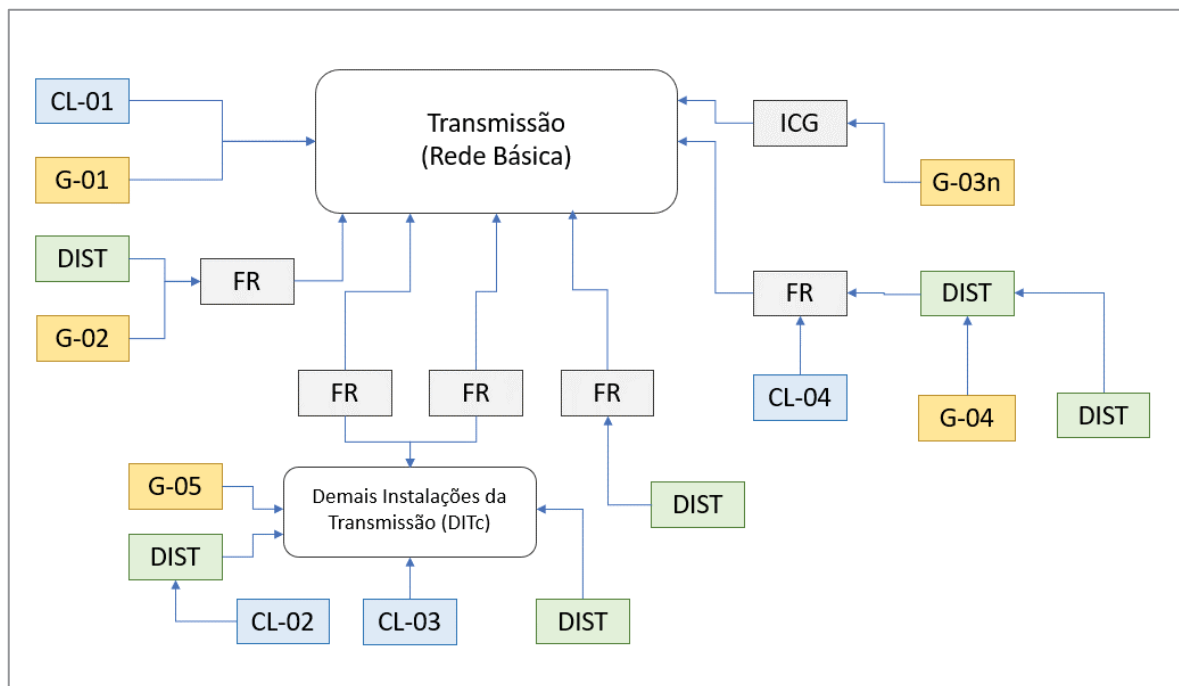
Figura 11 – Fluxo de arrecadação da RAP



Fonte: ONS (2022).

Torna-se interessante apresentar as diferentes modulações do atual cenário brasileiro, em que, de modo semelhante ao do Modelo *Pool* Competitivo, existem relações bilaterais diretas entre consumidores livres e geradores, com um ambiente competitivo nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e ambientes de monopólios naturais nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica. O cenário brasileiro pode, então, ser descrito conforme fluxograma da Figura 12.

Figura 12 – Fluxograma de conexões da Rede Básica



Fonte: ONS (2020). Elaboração: o autor (2022).

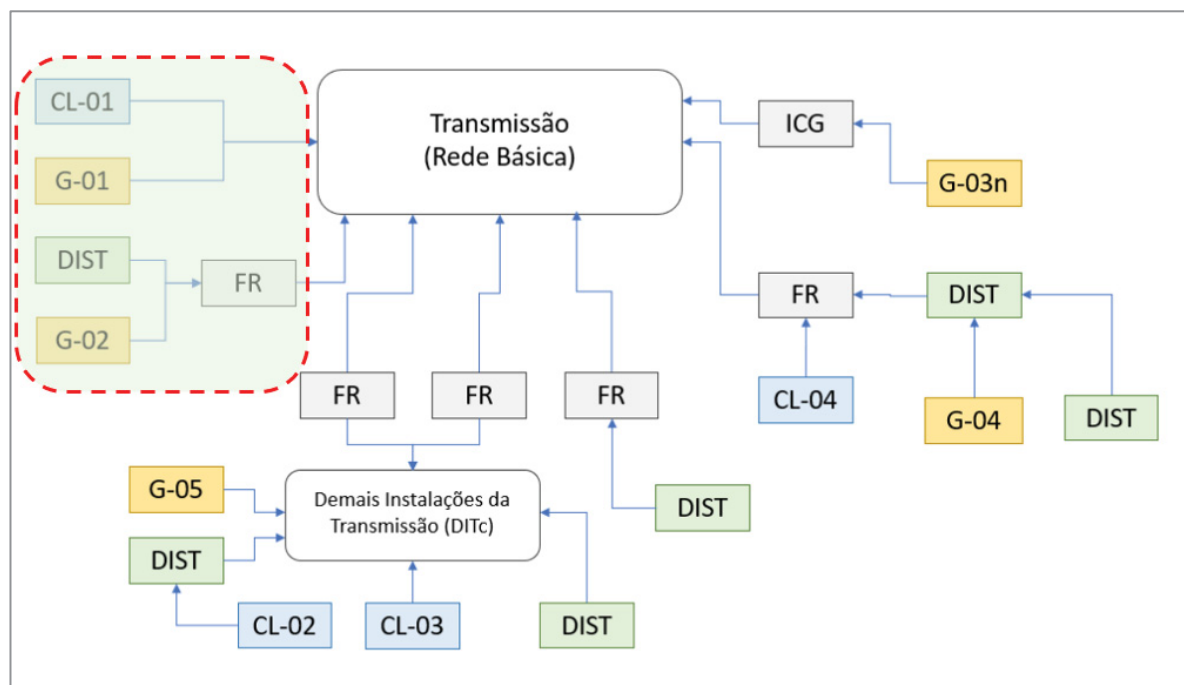
Onde:

- FR – Equipamentos de fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição
- DIST – Diferentes distribuidoras atuando regionalmente em monopólios naturais
- G-0n – Diferentes geradores atuando em modelos competitivos com distintas conexões
- CL-0n – Consumidores Livres atuando em diferentes modos de conexão ao SIN
- ICG – Instalações de Uso Compartilhado por diferentes geradores

Separando por grupos, o primeiro grupo em destaque, na Figura 13, demonstra grandes consumidores livres de energia elétrica (CL-01) e grandes geradores de energia elétrica (G-01)

conectados diretamente aos sistemas de transmissão de energia. Esses consumidores e geradores podem celebrar bilateralmente contratos de compra e venda de energia através de comercializadores credenciados e autorizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Na parte inferior a esse destaque, encontram-se as Distribuidoras e Geradores conectados nos equipamentos de fronteira (FR), entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição. O processo tarifário de fronteira é pago somente pelas distribuidoras conectadas nesses equipamentos e não é repassado aos consumidores finais de energia elétrica, não fazendo parte do rateio 50-50% demonstrado anteriormente.

Figura 13 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (01)

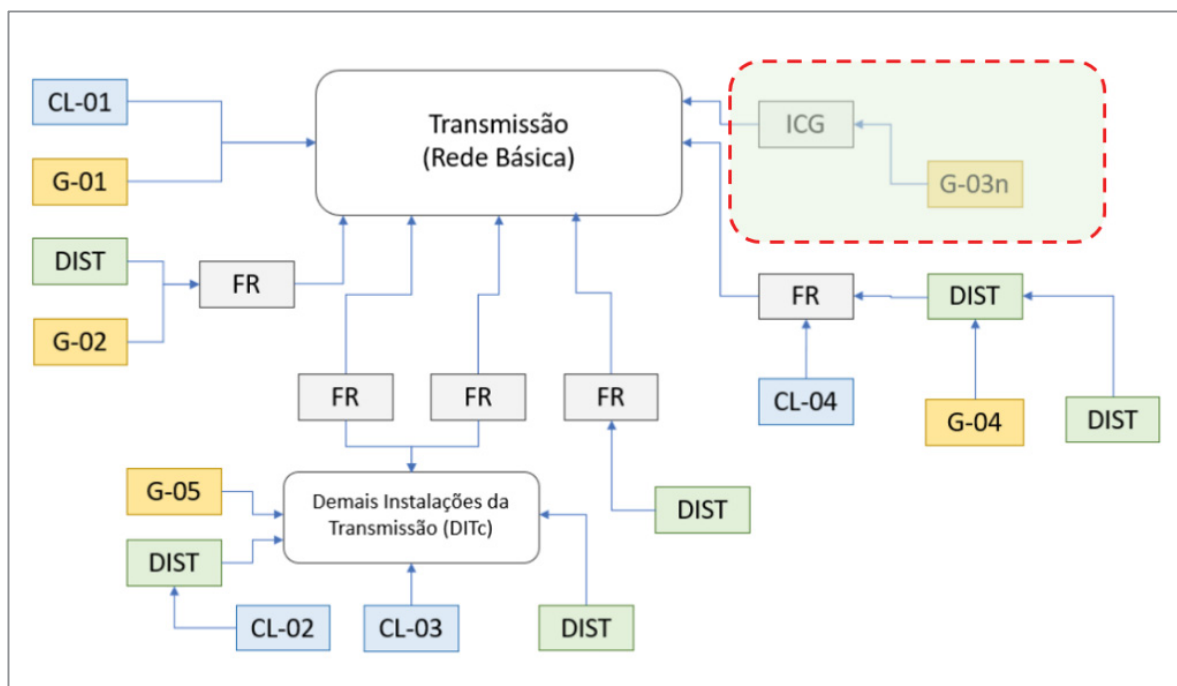


Fonte: ONS (2020). Elaboração: o autor (2022).

O segundo grupo de destaque, demonstrado na Figura 14, refere-se às conexões existentes nas Demais Instalações da Transmissão (setores de 88 kV ou 138 kV) e, nela, podem se conectar diretamente os geradores (G-05), distribuidoras e consumidores livres, direta (CL-03) ou indiretamente, via distribuidora local (CL-02). Nesse segmento, a sinalização tarifária pode ser menor, pois os patamares de tensão praticados, nesse segundo destaque, são menores.

Dessa forma, ao se comparar com equipamentos existentes nas subestações de 230 kV a 500 kV, o custo unitário da conexão em patamares menores representa menores investimentos, se comparados aos setores com alta tensão.

Figura 16 – Detalhamento de ambiente de conexões RB (04)



Fonte: ONS (2020). Elaboração: o autor (2022).

Após a conexão e a entrada em operação desse grupo de geradores, através de sua ICG, a linha de transmissão e subestação elevadora comumente é doada para a transmissora de energia elétrica que possui ativos próximos na região. Tal decisão é interessante caso esse determinado grupo de geradores não tenha conhecimentos técnicos na operação e manutenção de empreendimentos de transmissão. Esse processo de doação da ICG, após ser efetivado pela Agência reguladora, poderá ser considerado como novo ponto de conexão para outros complexos geradores futuros, ocorrendo a inserção do barramento candidato, anteriormente de propriedade privada, na base de dados do SIN.

2.5 Histórico regulatório tarifário

Nesta seção, é abordado o histórico regulatório existente no âmbito das tarifas de transmissão de energia elétrica no Brasil. Com a compreensão dos fundamentos econômicos inseridos nas questões tarifárias, é interessante notar a evolução do entendimento regulatório. Esse histórico, apresentado na Tabela 1, busca demonstrar essa evolução. Nota-se que, após o lançamento do Programa Nodal, em 1999, a entidade reguladora alterou a sistemática e modelo

de cálculo por diversas Resoluções, sendo a primeira tentativa de ajuste após 5 anos de operação do sistema, em 2004, modificado três anos a seguir, em 2007, posteriormente em 2013 e 2022.

Tabela 1 – Evolução histórica dos atos normativos tarifários

Ano	Instrumento	Descrição simplificada
1999	RES ANEEL nº 281	Condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão
2004	REN ANEEL nº 117	Altera a sistemática de cálculo das TUST
2007	REN ANEEL nº 267	Estabelece alterações no cálculo das TUST referente aos novos empreendimentos de geração
2013	REN ANEEL nº 559	Estabelece o procedimento de cálculo das TUST
2018	CP 004/18	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das TUST e da forma de rateio do orçamento do ONS
2018	CP 004/2018 - 1ª Fase NT nº 71/18-SGT/ANEEL	Estudo para o aprimoramento do cálculo das TUST e da forma de rateio do orçamento do ONS
2019	CP 004/2018 - 2ª Fase NT nº 14/19-SGT/ANEEL	Estudo para aprimoramento da RAP utilizada no cálculo das TUST para as centrais de geração
2021	CP 039/21	Obter subsídios para o aprimoramento do relatório de AIR que trata do aprimoramento da regulação relacionada às TUST e às TUSD(g)
2021	1ª Fase NT nº 119/21-SGT/ANEEL	Obter subsídios a respeito da AIR acerca do Sinal Locacional das TUST e das TUSD(g)
2022	2ª Fase NT nº 31/22-SGT/ANEEL	Resultado Preliminar da CP nº 39/2021 acerca da AIR das TUST e das TUSD(g)
2022	3ª Fase NT nº 86/22-SGT/ANEEL	Resultado Parcial da Consulta Pública (CP) nº 39/2021
2022	REN ANEEL 1024	Aprova os Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET
2022	3ª Fase NT nº 181/22-SGT/ANEEL	Resultado da 3ª Fase da Consulta Pública (CP) nº 39/2021
2023	-	Primeiro passo da regra de transição.

Fonte: ANEEL (2022). Elaboração: o autor (2022).

Não havendo relativo sucesso nas alterações da metodologia, em 2018 abriu-se de fato a Consulta Pública 004/2018, que resultaria no encerramento das discussões via 3ª Fase da CP 039/2021, tendo como resultado a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº1.024/2022, revogando o ato normativo nº 559/2013 e inserindo uma nova metodologia vigente. Para facilitar a visualização, na Tabela 1 foram grifadas as resoluções que serão comentadas brevemente a seguir.

2.5.1 Resolução ANEEL nº281/1999

Lançada no Diário Oficial da União (DOU) em 04 de outubro de 1999, a Resolução apresentou as condições gerais de contratação do acesso e compreende o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, segundo sua própria redação. A compreensão regulatória do entendimento tarifário tem início, no Brasil, através dessa Resolução ANEEL nº281/1999. A legislação assegura o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão, mediante ressarcimento do custo do transporte (energético) envolvido. Aqui, também cabe destaque à separação de contratação, porque a compra e a venda de energia elétrica devem ocorrer de forma separada dos custos relacionados aos acessos dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, cabendo à ANEEL a regulamentação das tarifas.

Dessa forma, a regulamentação do acesso é constituída como instrumento básico necessário para a criação do mercado não monopolista, mas competitivo, nos segmentos de geração e comercialização, possibilitando, assim, o exercício da livre escolha do ponto de conexão dos produtores de energia elétrica. Apresentam-se, novamente, segundo a redação desse *caput*, os principais deveres das tarifas, sendo elas:

- I. Assegurar tratamento não discriminatório aos usuários;
 - II. Assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos padrão;
 - III. Estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos;
 - IV. Induzir a utilização racional dos sistemas elétricos;
 - V. Minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.
- (BRASIL, 1999, s./p.).

Destaca-se, como foi demonstrado anteriormente, que o item relacionado ao estímulo de novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos demanda uma estrutura de investimento elevada, na qual o Estado, à época e nos anos subsequentes, não demonstrou capacidade financeira para tal. Um outro ponto interessante, também já mencionado, está relacionado às atribuições e às novas atividades a serem desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em que se destacam, na redação original, os seguintes tópicos:

Art. 3º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, além das atribuições que lhe foram atribuídas pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e pela Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, deverá:

- I. Elaborar as instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento dos acessos aos sistemas de transmissão;

- II. Propiciar o relacionamento comercial com os usuários, no que tange ao uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, prestando as informações necessárias;
- III. Efetuar as avaliações de viabilidade técnica dos requerimentos de acesso aos sistemas de transmissão, fornecendo aos interessados todas as informações a eles pertinentes;
- IV. Elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e dos sistemas de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos reforços da Rede Básica, decorrentes das solicitações de acesso, e propor à ANEEL as expansões necessárias, e indicando os orçamentos e os prazos para implantação;
- V. Estabelecer, em conjunto com as partes interessadas, as responsabilidades concernentes aos acessos aos sistemas de transmissão;
- VI. Celebrar, em nome das empresas de transmissão, os contratos de uso dos sistemas de transmissão e firmar, como interveniente, os contratos de conexão, encaminhando os de uso para homologação da ANEEL;
- VII. Efetuar, com base em informações mensais encaminhadas pelas concessionárias de transmissão, concessionárias e permissionárias de distribuição, o controle dos montantes de uso dos sistemas de transmissão e os faturamentos de sua competência. (BRASIL, 1999, s./p.).

A Resolução ainda impõe as obrigações das concessionárias de transmissão e distribuição, como também dos usuários que buscam o acesso aos sistemas, indicando o disposto nos Procedimentos de Rede e Procedimentos de Distribuição, concedidos pelo poder público. A Resolução dispõe sobre os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (CUST/CUSD) e os Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão/Distribuição (CCT/CCD), que deverão ser celebrados entre acessantes (carga/geração) e as empresas de transmissão e distribuição de energia elétrica, em conjunto com o ONS. Por fim, o Anexo dessa resolução apresenta a metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, cuja redação indica que a devida metodologia

[...] se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos. Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, através de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários. (BRASIL, 1999, s./p.).

Chama-se a atenção para a última frase dessa Resolução, que indica que o documento completo da metodologia, bem como seu acesso ao programa, deverá ser obtido mediante solicitação, na ANEEL, não sendo possível a livre consulta à documentação.

2.5.2 Resolução ANEEL nº117/2004

A redação dessa Resolução apresenta a inclusão da atribuição à ANEEL na competência de definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (via Lei nº10.848/04) e a incumbência ao Ministério de Minas e Energia na definição da metodologia locacional para o cálculo específico da TUST, **visando sua estabilidade** (via Decreto nº 5.163/04). Dentre as demais redações de atualizações, destaca-se o rateio mencionado anteriormente, cuja redação original é descrita como:

Art. 2º As tarifas de uso do sistema de transmissão serão calculadas em conformidade com metodologia disposta no anexo da Resolução nº281, de 1º de outubro de 1999, e considerando os seguintes parâmetros e critérios:

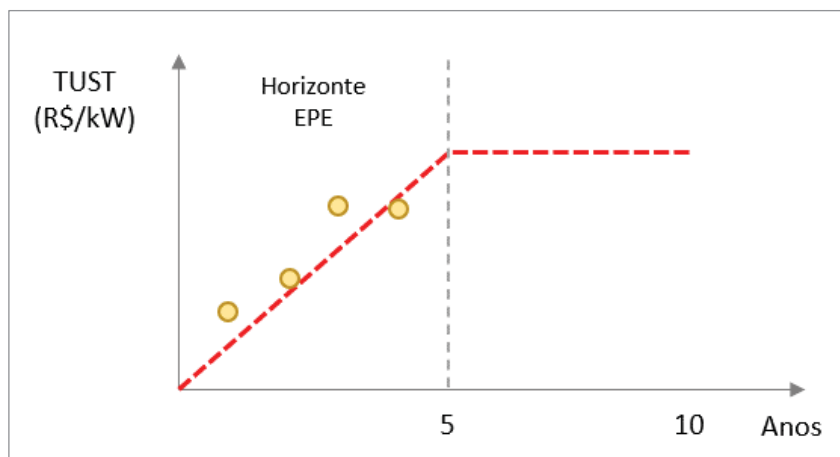
- I. Rateio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão na proporção de cinquenta por cento para as unidades geradoras e cinquenta por cento para as unidades consumidoras; (BRASIL, 2004, s./p.).

O conceito de estabilidade tarifária, como se demonstrará a seguir, resultará na inserção de ruídos futuros que auxiliaram no baixo desempenho do fator locacional, pois, ao se considerar o cenário dinâmico do RAP ano a ano, a estabilidade tarifária aplicada aos novos geradores conectados ao SIN cria um cenário de descasamento entre RAP projetada, RAP executada e TUST aplicada à remuneração da RAP projetada.

2.5.3 Resolução ANEEL nº267/2007

Essa Resolução introduz o conceito de estabilização da TUST para novos empreendimentos participantes dos Leilões de Energia, tratando-se, portanto, do cálculo e da estabilização da TUST(rb). A tarifa é calculada através da metodologia Nodal até o ano de entrada em operação de determinado gerador, no qual é realizada uma linearização tarifária. Após o início da operação das usinas contempladas nos Leilões, a tarifa é estabilizada até que sejam completados 10 ciclos tarifários, recebendo seus reajustes através dos Índices de Atualização da Transmissão (IAT) nos preços praticados nas revisões/reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão.

Figura 17 – Metodologia de TUST estabilizada (2007)



Fonte: ANEEL (2007). Elaboração: o autor (2022).

A Figura 17 mostra a estabilização tarifária ocorrida para os empreendimentos que foram contemplados como vencedores dos Leilões de Energia. Nota-se que a estabilização tarifária, principalmente no cenário futuro de médio prazo (cinco anos para frente) pode apresentar ruídos em que a entrada em operação de novos empreendimentos de transmissão pode não ocorrer de fato, e sua RAP já estar alocada para esse custo. Também é um cenário existente a antecipação da entrada em operação para um ciclo tarifário anterior, exigindo da Agência reguladora o acionamento da RAP em momento anterior ao planejamento real.

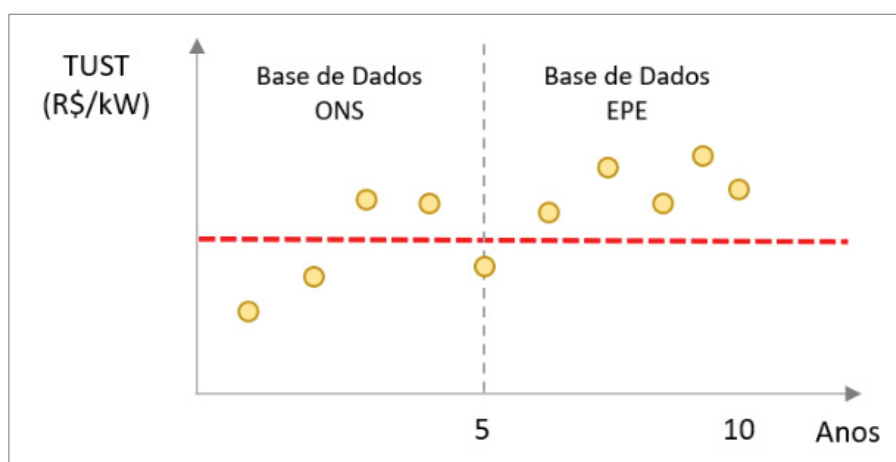
2.5.4 Resolução ANEEL nº559/2013

Essa Resolução traz à tona alguns tópicos interessantes do cenário em que a temática tarifária estava passando. Com aplicação mensal, o Artigo 2º mantém o compromisso regulatório referente à metodologia locacional, à arrecadação de valores tarifários, ao comprometimento ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) declarado, à restrição de modelo nula para o valor da TUST, à utilização das capacidades nominais de longa duração, declaradas nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e ao rateio inicial dos encargos na proporção de 50% para o segmento geração, e 50% para o segmento consumo. Destaca-se também a configuração anual do SIN como utilização de caso base de fluxo de potência, conforme item IX do Art. 2º.

Dessa forma, com a introdução da nova metodologia, o cálculo da tarifa é executado para cada ciclo tarifário no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE) e, posteriormente, é realizada uma média aritmética entre as tarifas obtidas anteriormente,

desconsiderando os ciclos posteriores à entrada em operação de determinado gerador, como o Artigo 3º apresenta. Esses novos geradores possuirão, desse modo, caso vencedores dos Leilões de Energia Nova, a TUST estabilizada para todo o período de outorga (que pode variar de 15 a 30 anos). Para os empreendimentos que negociem sua geração de energia de modo externo aos Leilões, a TUST estabilizada será vigente por dez ciclos tarifários, sendo as dez seguintes recalculadas e aplicadas através de uma regra de transição em forma de rampa. Portanto, essa nova metodologia pode ser compreendida pela Figura 18.

Figura 18 – Metodologia de TUST estabilizada (2013)



Fonte: ANEEL (2013). Elaboração: o autor (2022).

Essa metodologia, do ponto de vista do gerador, era interessante, porque, ao considerar a entrada em operação de determinado complexo gerador em um ciclo tarifário mais baixo, ele poderia obter ganhos significativos na Operação & Manutenção (O&M) do complexo em si. Porém, do ponto de vista global, os ruídos ocasionados pelas estabilizações tarifárias continuavam e o modelo, no médio prazo, mostraria sua ineficiência de arrecadação e de balanço do rateio inicial de todo o montante necessário.

Por fim, destaca-se, o Artigo 11º em sua exata redação:

Art. 11. As diferenças anuais apuradas a cada ciclo tarifário, para mais ou para menos, entre as TUST estabelecidas para o segmento geração e aquelas efetivamente obtidas para o mesmo ciclo mediante simulação anual, serão contabilizadas e **atribuídas ao segmento consumo** de forma proporcional aos MUST contratados. (BRASIL, 2013, s./p., grifo meu).

2.5.5 A Lei nº 10.438/2002 e o PROINFA

De forma pontual, após a redação do Art. 11º, toma-se liberdade para apresentar um aspecto importante na linha temporal e no arcabouço regulatório desenhado até então, cujos acontecimentos impactaram de forma relevante no desbalanço da arrecadação do rateio da RAP entre os segmentos de geração e consumo.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438/2002, busca, entre suas demais atribuições – nas quais inclui a criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) –, incentivar o desenvolvimento de novos empreendimentos cuja fonte de geração é alternativa e renovável. Dentre as demais tratativas, destaca-se o parágrafo 1º, do Artigo 26, em sua redação exata:

§ 1º. A ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado **às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição**, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos de que trata o inciso I deste artigo e para os empreendimentos a partir de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, dentro dos limites de potências estabelecidas no referido inciso I. (BRASIL, 2002, s./p., grifos meu).

Em 2013, foi adicionada a fonte solar fotovoltaica pela Lei nº 12.783/2013. Portanto, nota-se que não somente a estabilização tarifária no cenário futuro poderia apresentar ruídos de arrecadação para o cumprimento da RAP, como também a concessão de incentivos tarifários desempenhou um papel chave entre as contribuições arrecadadas dos segmentos de geração e consumo. Esse instrumento tarifário foi retirado através da Medida Provisória (MP) nº 998/2020, posterior Lei nº 14.120/2021.

2.5.6 NT nº 181/2022 SGT/ANEEL e REN nº1024/2022

A Nota Técnica nº 181/2022-SGT ANEEL, publicada em 16 de setembro de 2022, teve como objetivo apresentar o resultado da 3ª Fase da Consulta Pública nº 39/2021, cuja premissa de abertura é a análise da intensificação do sinal locacional das TUSTs, denominado Problema 1, segundo a redação:

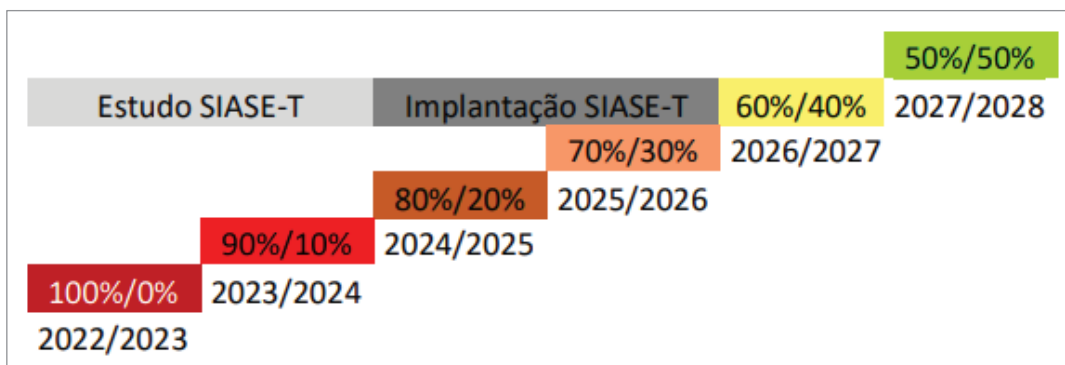
PROBLEMA 1: A componente locacional das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) não está cumprindo satisfatoriamente com suas funções precípuas, quais sejam: (i) assegurar maiores encargos para quem mais onera o Sistema Interligado Nacional (SIN); e (ii) otimizar o uso racional do SIN. (NT 181/22-SGT ANEEL, 2022, p.2).

Para tal, nos instrumentos de participação pública anteriores à 3ª fase, foram propostas alternativas ao modelo atual, em que também foi considerada a alternativa de não intervenção. Conforme a NT nº 119/2021, de abertura da primeira fase das discussões, são sugeridas:

- **Alternativa 1** (situação atual): Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional por submercado;
- **Alternativa 2**: Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional Brasil (ou unificado);
- **Alternativa 2A**: Alternativa 2, considerando a aplicação linear do Fator de Demanda (FD) sobre os MUST contratados do segmento consumo, somente para fins de cálculo do fluxo de potência utilizado na composição da parcela locacional da TUST;
- **Alternativa 3**: Sinal locacional com fator de ponderação ajustado para a unidade (fluxo igual a capacidade dos circuitos) e despacho proporcional por submercado; e
- **Alternativa 4**: Sinal locacional com fator de ponderação ajustado para a unidade (fluxo igual a capacidade dos circuitos) e despacho proporcional Brasil (ou unificado).

Ao final da redação da 3ª fase, foi definida a alternativa mista 1_2A, na qual é proposta a regra de transição que será subsidiada por meio das conclusões dos estudos do SIASE-T, iniciados em julho de 2022, com duração de 24 meses. Portanto, a proporção de transição para os próximos dois ciclos foi definida em 100% para a metodologia antiga e 0% para a nova metodologia, no primeiro ciclo tarifário (2022-2023), e 90%/10% no segundo ciclo tarifário (2023-2024), buscando, assim, uma regra de transição pautada no equilíbrio regulatório, respeitando o seguinte calendário, conforme demonstrado na Figura 19.

Figura 19 – Evolução da regra de transição



Fonte: NT nº 181/2022 ANEEL (2022).

Assim, é sugerido, na redação da NT, que, durante o período de transição inicial, sejam considerados os resultados dos estudos do SIASE-T na definição do melhor modelo para o Problema 1, que, caso demande necessidade, implique na abertura de uma nova Consulta Pública posterior à implementação da metodologia proposta. Os resultados das análises apresentadas nessa NT subsidiaram o voto e a redação final da Resolução Normativa ANEEL nº 1.024/2022, atual regulação vigente.

Nessa, é mantida a metodologia Nodal como também a redação do Art.º 11, visto anteriormente, direcionando ao segmento consumo as diferenças entre arrecadação inicial 50-50%. A nova metodologia mantém o conceito de projeção tarifária resultante do impacto da adição de carga ou geração de 1 MW na barra de referência relacionada ao fluxo incremental existente por meio dessa adição e seus impactos na necessidade de investimentos. Porém, não será mais necessária a projeção para o cenário futuro, no qual as simulações através das médias foram retiradas da metodologia Nodal vigente. A atual metodologia apresenta o conceito de envoltória tarifária pela TUST Controlada (TC) por ponto de conexão. No momento presente, a TC é igual à TUST Barra (TB), e sua projeção futura é executada considerando um mecanismo de controle tarifário demonstrado nas equações 2, 3 e 4.

$$LS_n = (P_{TC}TC_{n-1} + P_{TB}TB_n) * [1 + (|IAT_n| + r_e)] \quad (2)$$

$$LI_n = (P_{TC}TC_{n-1} + P_{TB}TB_n) * [1 - (|IAT_n| + r_e)] \quad (3)$$

$$TC_n = \begin{cases} TB_n, & LI_n \leq TB_n \leq LS_n \\ LS_n, & TB_n > LS_n \\ LI_n, & TB_n < LI_n \end{cases} \quad (4)$$

Onde:

n – Ciclo tarifário de aplicação do controle tarifário

TB – TUST(rb) da barra calculada anualmente

P_{TB} – Participação da TUST da barra calculada anualmente, definida em 20%

TC – TUST(rb) Controlada da barra

P_{TC} – Participação da TUST Controlada, definida em 80%

LS_n – Limite Superior

LI_n – Limite Inferior

IAT – Índice de Atualização da Transmissão (%)

r_e – Risco de expansão da transmissão, definido em 5%

O Índice de Atualização da Transmissão (IAT) será calculado conforme a equação 5.

$$IAT_i = (IGPM_j * CIGPM_i) + (IPCA_j * CIPCA_i) \quad (5)$$

Onde:

IAT_i – Índice de Atualização da Transmissão no ciclo tarifário i

$IGPM_j$ – IGP-M acumulado no ciclo tarifário j

$IPCA_j$ – IPCA acumulado no ciclo tarifário j

$CIGPM_j$ – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IGP-M no início do ciclo tarifário i

$CIPCA_j$ – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IPCA no início do ciclo tarifário i

i – ciclo tarifário atual

j – ciclo tarifário anterior, que considera os índices de maio do ciclo $(i-2)$ a maio do ciclo $(i-1)$

Portanto, a projeção tarifária no cenário futuro depende da projeção inicial Nodal da Tarifa Controlada, ou Tarifa de Partida (TP), com a projeção futura dos demais ciclos, encontrando a Tarifa na Barra (TB). Para tal, a tarifa de partida é calculada utilizando o Programa Nodal e suas projeções futuras são realizadas conforme envoltória tarifária descrita anteriormente.

2.6 Programa Nodal

O Programa Nodal, conforme histórico regulatório apresentado anteriormente, foi disponibilizado pela Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999. Seu acesso, à época, era realizado somente mediante solicitação direta à ANEEL, não sendo, dessa forma, disponibilizado de maneira pública e de fácil acesso. O programa tem como objetivo o cálculo das três componentes tarifárias existentes no âmbito da transmissão de energia elétrica, que foram descritas anteriormente: TUST(rb), TUST(fr) e TUSD(g).

O órgão regulador, anualmente, atualiza a base de dados do ciclo atual (no momento presente) e publica as tarifas que serão executadas para o segmento de geração, consumo e fronteira por meio do reajuste de valores da RAP atual das concessionárias de transmissão, parte do orçamento do ONS e da Parcela de Ajuste, também apresentada anteriormente. Esse ciclo tarifário tem início no dia 1º de julho e encerra no 30 dia do mês de junho do ano seguinte. Portanto, todos os arquivos que descrevem a Rede Básica, subestações, linhas de transmissões, geração, carga e DITc, apresentam, em sua nomenclatura, o ano de início e fim do ciclo correspondente ao arquivo, por exemplo: “2022-2023.ger”. Essa extensão de arquivo, .ger, é responsável por apresentar os geradores com seus dados de ponto de conexão e MUST contratada, que estão em operação durante as datas de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023. Esse entendimento torna-se necessário, já que, ao simular cenários futuros, os arquivos dos biênios podem se tornar confusos.

Seu acesso é realizado através do uso da SophiA Biblioteca Web da ANEEL, através do endereço <<https://biblioteca.aneel.gov.br/>>. Ao acessá-lo, são necessários três passos para que se encontre o local em que o programa Nodal é disponibilizado. Nesse primeiro passo, para facilitar o acesso ao programa, sugere-se utilizar a ferramenta de “Busca avançada”, cujo botão de acesso encontra-se na parte superior direita da Figura 20.

Figura 20 – Acesso à Biblioteca Virtual SophiA ANEEL



Fonte: ANEEL (2022). Elaboração: o autor (2022).

Nesse novo local, antes de inserir os dados da Resolução Homologatória nº 3066/2022, é necessário acessar o menu de “Legislação”, encontrado na parte superior direita da tela. A Biblioteca SophiA Web possui um extenso acervo disponível, porém, se a opção de “Legislação” não for selecionada, as pesquisas realizadas nessa página inicial não retornam os Atos Normativos. Após escolher a aba “Legislação”, é possível inserir o tipo de norma que se deseja consultar, o número do Ato Normativo e seu ano de publicação, como se demonstra na Figura 21, com o acionamento do botão “Buscar”.

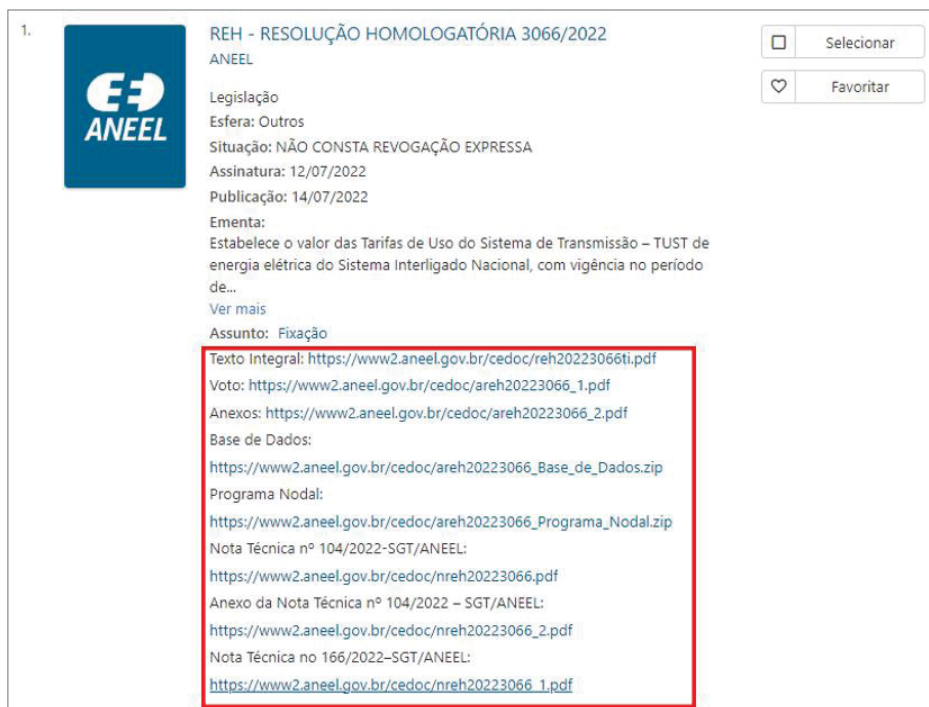
Figura 21 – Preenchimento de campos na Biblioteca SophiA ANEEL

Fonte: ANEEL (2022). Elaboração: o autor (2022).

Como resultado da busca, encontram-se todos os dados da Resolução Homologatória nº 3066/2022, nos quais estão disponíveis o texto integral da REH, seu voto, bem como o link para download do Programa Nodal em sua versão vigente (6.0), a base de dados utilizada para a

criação dos modelos e as Notas Técnicas. Também se disponibilizam seus anexos, que foram resultados das Audiências Públicas, participantes da redação final da REH e das alterações das bases de dados e do Programa Nodal em si.

Figura 22 – Localização para download do programa Nodal



Fonte: ANEEL (2022). Elaboração: o autor (2022).

Comenta-se que, para os anos futuros, caso o leitor não conheça a numeração do Ato Normativo vigente, pode-se, na Figura 21, ao retirar-se os dados de numeração e ano, inserir as palavras “Programa Nodal”, no primeiro campo superior esquerdo da tela. Dessa forma, caso a Resolução atual não seja vigente, o pesquisador pode acessar a versão mais recente das bases e do programa.

A seguir, busca-se apresentar as principais extensões e arquivos de entrada do Programa Nodal em sua última versão (v6.0), conforme publicação da Resolução Homologatória nº 3066/22.

2.6.1 Arquivos NBD

O arquivo com extensão NBD é um excelente início de jornada durante a modelagem tarifária de novos geradores no Programa Nodal. São declarados, nesses arquivos, a numeração

do barramento e seu nome em formato adequado à compreensão, incluindo uma coluna dedicada exclusivamente à declaração da tensão do barramento. Em suas últimas colunas, são ainda declaradas as latitudes e as longitudes de cada barramento existente na Rede Básica, necessitando de uma etapa de correção de alguns barramentos (subestações) nos quais são declaradas as coordenadas de modo inadequado, com somente duas casas decimais.

Para qualquer início de simulação de um novo complexo gerador, sugere-se que esse arquivo seja consultado e a numeração do barramento seja devidamente registrada, pois a numeração percorrerá todos os demais arquivos do Programa Nodal. Chama-se atenção para o fato de que a numeração dos barramentos da base de dados do ONS (curto prazo) é distinta da numeração dos barramentos declarados pela base de dados de longo prazo, informados pela EPE. Essa numeração distinta prejudica o processo de simulação ao longo do tempo, por haver a necessidade de execução em duas etapas, a primeira no ambiente de curto prazo (ONS), e a segunda no ambiente de longo prazo (EPE); se ambas as numerações fossem semelhantes, haveria somente uma etapa de cálculo, bem como uma parametrização nas simulações e projeções tarifárias.

É importante também destacar que, para linhas que iniciam com o caractere “(“, o Programa Nodal interpreta como linha de código nula do ciclo vigente, sendo que os ativos representados com esse início são desconsiderados do ciclo atual. Tais ativos entrarão em operação futura e seu ano de entrada em operação poderá ser verificado quando determinado ativo, ao avançarmos nos arquivos dos ciclos futuros, não apresentar mais o início da linha de código com o uso do caractere “(“, conforme exemplo mostrado na Figura 23.

Figura 23 – Demonstração de barramentos em estado de não operação

7110	PEIXE 2 - 500
7190	GILBUES II - 500
7207	LAJEADO - 230
7280	JEREMOABO - 500
(7734	BRACEL - 440
7784	HELIO VALGAS MG - 345
(7922	SURUBIM - 500
8100	XINGU - 500
8145	MONTE VERDE - 500
8163	ALEX - 230

Fonte: ANEEL (2022).

Notam-se as barras programadas, ainda fora de operação, 7734 e 7922, no ciclo tarifário vigente do biênio 2022-2023. As demais barras encontram-se em operação. Esse comportamento é válido para todos os demais arquivos do Programa Nodal.

2.6.2 Arquivos DC

Identificados de forma correta os barramentos e sua região geoeletrica, os arquivos com a extensão DC são mais relevantes à modelagem Nodal no quesito de modelagem da rede de transmissão de energia elétrica. Aqui, são declarados os dados de fluxo de potência em formato semelhante às bases de dados que operam os sistemas do *software* ANAREDE e a família de programas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Internos aos arquivos DC, encontram-se quatro bases de dados nas quais são discretizadas as informações na Tabela 2.

Tabela 2 – Detalhamento do arquivo DC

Código	Descrição
TITU	Título do caso, informando o ciclo tarifário
DBAR	Informações do barramento (operação, tipo, tensão, geração e carga etc.)
DLIN	Informações dos circuitos CA (barra de, barra para, resistências, reatância, susceptância, tap, defasagem, cap. Normal, Capacidade Emergência etc.)
DARE	Informações das áreas (leitura dos estados)

Fonte: Manual do Usuário v6.0 (ANEEL, 2022, p. 45). Elaboração: o autor (2022).

Encerrando a estrutura do arquivo DC, é indicado que, em caso de novas projeções tarifárias em ativos de transmissão de energia elétrica, em que ocorre o seccionamento da rede, seja criado um barramento virtual no DBAR e um corte no bloco de informações DLIN. Desse modo, as linhas “de” e “para” são ajustadas a esse novo barramento da simulação de injeção de potência em seccionamentos de linhas. A Figura 24 demonstra o padrão a ser seguido na adição e na manipulação dos dados inseridos nos arquivos DC.

2.6.4 Arquivos GER

Os arquivos GER são responsáveis por declararem todas as usinas do SIN conectadas na RB e DITc. Com mesmo teor de importância que os arquivos DC, agora para a geração, são declarados nesses arquivos o nome e a fonte da geração, MUST contratada em MW e a barra em que o gerador está conectado. O vínculo entre todo o sistema de transmissão de energia elétrica e todas as usinas conectadas ao sistema de transmissão é criado nos arquivos de extensão GER. Portanto, não somente em questões tarifárias, mas também em modelos estratégicos de análises de competitividades, é aqui que se pode consultar quantos e quais geradores estão conectados em um mesmo barramento, como apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Padronização de arquivos GER Nodal

Tipo	Nome da Usina																								MUST				D O S I				Desconto			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1						

Mês	Código Aneel										Código ONS				E	A	T	B_01				P_01				...				B_10				P_10				MUST Equivalente			
2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9				

Fonte: Manual do Usuário v6.0 (ANEEL 2022, p. 51). Elaboração: o autor (2022).

Nota-se, na Figura 26, que é possível que um mesmo gerador esteja conectado em mais de um barramento, seja por restrição elétrica, física ou por condições estratégicas mais favoráveis.

2.6.5 Arquivos UNI

O arquivo com extensão UNI disponibiliza os dados das Redes Unificadas (RU) que deverão ser remuneradas através da arrecadação da TUSD(g). Aqui, são apresentados os dados como o nome da RU, os elementos de fronteira entre a Rede Básica e a RU, as receitas a serem recuperadas com a TUSD, linhas e/ou transformadores das distribuidoras e barras que remunerarão essa receita.

2.6.6 Arquivos DIS

Nesse arquivo, são apresentados os valores de MUST das distribuidoras para cada ponto de conexão. Apesar de ser um arquivo opcional, a declaração da MUST por ponto de conexão poderá apresentar importantes *feedbacks* para as empresas que desenvolvem outras atividades no Setor Elétrico Brasileiro, tendo um padrão, como descrito na Figura 27.

Figura 27 – Padronização de arquivos DIS Nodal

Barra	Código ONS																								MUSTcP					MUSD					MUSTcFP				
12345678901																																							

Fonte: Manual do Usuário v6.0 (ANEEL 2022, p. 58). Elaboração: o autor (2022).

2.6.7 Recomendações finais

O Programa Nodal tem uma série de arquivos que moldam a tipologia do SIN, informando a capacidade de escoamento das linhas de transmissão, barramentos, parâmetros técnicos do fluxo de potência, nomenclaturas (padrão ONS e padrão EPE), custos dos ativos de transmissão e equipamentos, incluindo, nessa última versão atualizada em junho de 2022, a TUST(rb) Nodal para a Barra Controlada e seus limites superiores (LS) e inferiores (LI) da envoltória tarifária (arquivo NBC), ainda não preenchidos, porém já com a indicação do local da futura consulta, conforme demonstra a Figura 28.

- VII. Atentar-se às diferentes numerações entre as bases de dados do ONS (curto prazo) e EPE (longo prazo). Essa tratativa é mitigada através da nova metodologia 1_2A, mas o risco de descasamento entre bancos de dados existe.
- VIII. A cada nova simulação, realizar um estudo prévio entre as bases Nodal e programas CEPEL para confirmar o barramento candidato.

3 METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS

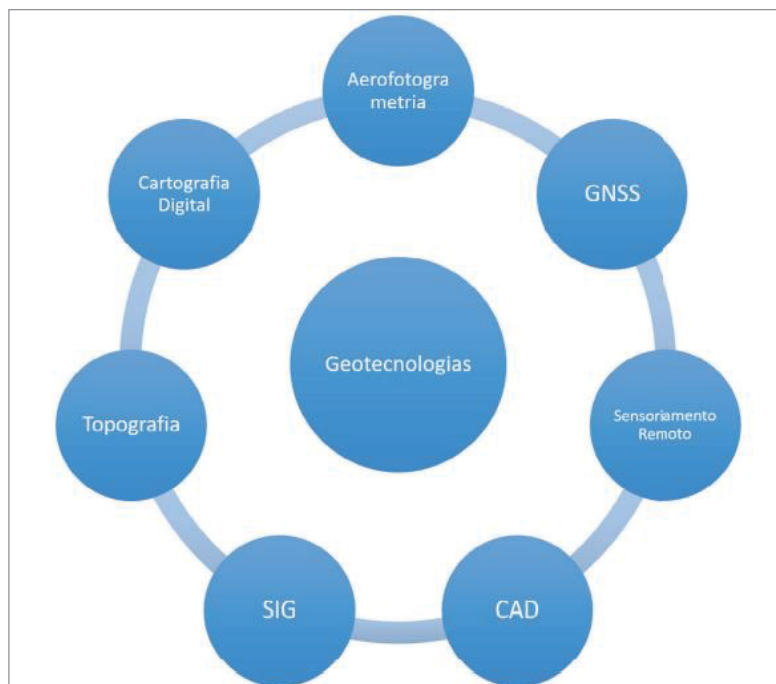
Este capítulo apresenta os conceitos básicos que fundamentaram a pesquisa desenvolvida, assim como é analisado o atual cenário brasileiro nas questões de geração de dados georreferenciados, seu armazenamento e sua publicação em diferentes autarquias e empresas públicas. Busca-se mostrar os desafios e as soluções criadas para que o modelo possa ser executado, conforme a proposta de pesquisa desenvolvida.

3.1 *Geographic Information System (GIS)*

Geographic Information System (GIS) pode ser traduzido como Sistema de Informações Geográficas (SIG), o qual, segundo Teixeira (1995), contempla o conjunto de *software*, *hardware*, *users*, procedimentos e metodologias integradas que possibilitam a coleta, o armazenamento, o processamento, a análise e o acesso à disponibilidade de dados georreferenciados. Em concordância com o autor, também é interessante considerar a geração de dados georreferenciados como atividade essencial aos SIGs, principalmente em ambientes de elevadíssima quantidade de geração de dados (*big data*, *data lake*, *SCADAS*, etc.). A compreensão de georreferenciamento se faz, dessa forma, essencial na continuidade deste trabalho e pode, de acordo com o Manual Técnico em Geociências (IBGE, 2019), ser compreendida como a associação da dimensão do espaço a qualquer descrição de uma determinada informação ocorrida em um momento pontual ou em um período. “Um dado geográfico ou geoespacial é um dado espacial em que a dimensão está associada à sua localização na superfície terrestre”, segundo o IBGE (2019, p. 32).

Dentre as geotecnologias atuais, o CAD é, junto da topografia, da cartografia digital e do sensoriamento remoto, uma das principais ferramentas desenvolvidas no cânone da Engenharia Civil, tendo pouco foco em soluções de Sistemas de Informações Georreferenciadas. Compreendendo o cenário de multidisciplinaridade introduzido anteriormente, os SIGs se tornam ferramentas poderosas nas análises geoespaciais. A Figura 29 exemplifica as tecnologias de geoprocessamento que esses sistemas SIGs podem usufruir.

Figura 29 – Tecnologias de geoprocessamento



Fonte: Domingues; Simões (2019, p. 32).

Nota-se que, com a exponencial elevação da capacidade de processamento de *hardware* disponível¹³, os SIGs apresentam elevada compatibilidade com soluções e necessidades das empresas e pesquisadores que atuam no setor elétrico, bem como a expansão do uso de modelos SIGs para áreas que anteriormente não possuíam, em suas atividades, modelos SIGs em suas análises de rotina. Com um maior acesso a computadores potentes, notou-se uma diversidade de programas de Pesquisa & Desenvolvimento (P&Ds) focados na capacidade de tratamento de grandes bancos de dados gerados no âmbito empresarial e acadêmico. Houve, por fim, uma grande demanda de mercado, tanto no desenvolvimento de técnicas de tratamento de grandes bancos de dados, quanto na visualização de toda essa informação gerada, em que os SIGs demandariam uma diversidade de profissionais que anteriormente era atribuída somente aos profissionais de formação específica (Engenharia Cartográfica e de Agrimensura, Geografia, etc.).

Segundo o Manual Técnico em Geociências (IBGE, 2019), os dados geoespaciais, essenciais aos SIGs, podem ser integrados e analisados por múltiplos profissionais, de

¹³ O acesso às ferramentas com maior poder de processamento de dados, mais afeitos a supercomputadores e clusters computacionais no início dos anos 2000, eram restritos a ambientes acadêmicos e grandes empresas. Hoje, o acesso a computadores mais potentes permite uma elevada escalada nas análises e tomadas de decisões orientada a dados.

diferentes áreas de formação. “Uma das riquezas do conceito e aplicações de SIG está na multidisciplinaridade, em que todas as áreas de conhecimento podem ser correlacionadas para modelarmos os fenômenos espaciais” (IBGE, 2019, p. 40), havendo uma elevada compatibilidade com as atividades do Setor Elétrico Brasileiro. Para tal, os principais *softwares* existentes são: ArcGIS Pro, ArcMap¹⁴, Quantum GIS (QGIS), Global Mapper, Google Earth Pro¹⁵ e Mapbox. Com a existência de diferentes abordagens e a baixa disponibilidade de *softwares*, no qual cada um busca implementar ferramentas distintas com performances diferentes entre programas, Jones (2010) afirma que, caso se deseje realizar uma integração entre *softwares* distintos para enriquecimento, análise conjunta ou outra atividade de rotina, ocorre uma elevada dificuldade no manuseio dos dados.

Com esse importante foco em análises multidisciplinares, e com a facilidade atual de desenvolver sistemas SIGs em computadores pessoais, tornou-se viável desenvolver uma metodologia própria para análise de investimentos e verificação do fator locacional sinalizado nas TUST/TUSDg, calculadas pelo programa Nodal. Retornando ao cenário nacional, as informações e os sistemas SIGs são encontrados majoritariamente, no Setor Elétrico Brasileiro por meio de três importantes sistemas.

3.2 SIGEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

O Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL), segundo a ANEEL (2022), consiste em um mapa com diversas informações do SEB, contemplando projetos de geração, transmissão e distribuição além de outras informações. Na prática, nota-se que o sistema apresenta, com maior fidelidade, os dados referentes às unidades de geração no país, excluindo a geração distribuída, independente da fonte energética¹⁶. As bases de dados referentes ao transporte de energia elétrica nas esferas da transmissão e distribuição são amplamente publicadas através das Bases de Dados das Instalações de Energia Elétrica (BDIT) e das Bases de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Mesmo com o foco em empreendimentos de geração, nota-se uma divergência temporal entre as publicações e as

¹⁴ Os *softwares* ArcGIS Pro e ArcMap são desenvolvidos e fornecidos pela mesma empresa, ESRI.

¹⁵ O *software* Google Earth Pro foi desenvolvido pela empresa Keyhole e hoje faz parte da Alphabet.

¹⁶ A agência alega que as informações de dados técnicos das unidades de geração distribuída ferem a Lei nº 13.709/2018 (LGPD), mesmo se tratando de usinas que são participantes do Sistema Interligado Nacional e usufruem dos benefícios garantidos através da REN 482/2012, posterior MP 998/2020 e consequente Lei nº 14.300/2021, que institui o marco legal da geração distribuída. O entendimento é controverso, considerando a concessão de subsídios às unidades enquadradas nesse regime.

assinaturas de Despachos disponibilizados na Biblioteca Sophia ANEEL, com as bases de geração disponibilizadas pelo SIGEL.

Para uma correta interpretação do cenário de estudo, sugere-se que seja executada a consulta dupla entre ambas as fontes de informações internas à ANEEL. É necessário citar a existência de outros dois SIGs: o Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica (AEGE) e o Sistema de Alterações de Características Técnicas Integrado (ACATI). Tanto o AEGE quanto o ACATI são fontes de informações que alimentam as publicações do SIGEL. É importante notar que todos esses sistemas operam sob o *software* fornecido pela ESRI, por meio da licença do *ArcGIS Enterprise*, fornecida pela representante da ESRI no Brasil, a empresa *Imagem*.

3.3 WEBMAP – Empresa de Pesquisa Energética

O Webmap publicado pela EPE é um sistema que também opera sob o *ArcGIS Enterprise* e fornece, de mesma forma que o SIGEL, as informações de geradores, bases de dados do meio ambiente, óleo & gás, biocombustíveis e ativos de transmissão de energia elétrica (linhas de transmissão e subestações). Nota-se que as informações referentes aos ativos de geração apresentam baixa taxa de atualização; constata-se que a base vigente atual, disponível no momento desta pesquisa, é de outubro de 2021. A taxa de atualização da base de dados do meio ambiente, no momento da redação dessa pesquisa, também apresenta alguns detalhes que dificultam as análises que dependem dessas informações. Segundo o metadados, a periodicidade das atualizações dos dados relacionados ao meio ambiente é anual, porém a base publicada traz como data de referência o mês de outubro de 2020. A principal base de dados fornecida pela EPE é referente às linhas de transmissão existentes e planejadas, assim como subestações de Rede Básica existentes e planejadas. Os quatro bancos de dados têm atualizações mensais e a EPE cumpre determinada política de atualização e disponibilização da informação. Mesmo com a ausência de importantes parâmetros dos ativos de transmissão, o WEBMAP da EPE é um importante SIG para consultas georreferenciadas desses ativos.

Contudo, após publicação da Resolução Normativa nº 861, de 26 de novembro de 2019, que dispõe sobre a definição da Base de Dados das Instalações de Transmissão de energia elétrica (BDIT) e dá outras providências, segundo o Art. 5º, fica sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a disponibilização do sistema para receber e armazenar os dados geográficos e técnicos que compõem o BDIT. Nesse mesmo artigo, o

parágrafo dois apresenta a seguinte redação: “§ 2º Os dados armazenados pelo ONS devem ser disponibilizados para a ANEEL de forma contínua” (ANEEL, 2019). É interessante notar que, na prática, os dados são gerados pelas Transmissoras, armazenados pelo ONS e publicados pela ANEEL, com periodicidade anual.

Retornando ao WEBMAP EPE, a Empresa de Pesquisa Energética, com créditos também ao ONS, não citada em determinada Resolução Normativa, apresenta os dados com uma taxa de atualizações mensais, recebendo-as do ONS, majoritariamente, por meio de empreendimentos classificados como Demais Instalações da Transmissão de uso Compartilhado¹⁷ (DITc), como também das atualizações de estudos de expansão (PET/PELP) desenvolvidos pela própria EPE. Tal atualização mensal é de extrema relevância e, mesmo com uma publicação tecnicamente mais detalhada advinda do BDIT, é adequado que sejam consultadas ambas as bases de dados nos cenários de Rede Básica, uma vez que se faz necessário consultar informações com taxas de atualizações menores que as informações anuais¹⁸.

3.4 SINDAT – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT) é um importante sistema que disponibiliza, de modo detalhado, as características técnicas dos equipamentos existentes e internos às subestações de energia elétrica (no âmbito da Rede Básica). O mapa fornecido nesse SIG é denominado de Mapa Geoelétrico. Publicado e atualizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o sistema em si não tem o compromisso de atendimento ao PEC¹⁹. As linhas de transmissão são apresentadas de modo simplificado, inserida somente a origem e o destino dos ativos. O georreferenciamento dos ativos de geração também recebe simplificações que impossibilitam consultas, downloads e análises com outros bancos de dados. Desse modo, acredita-se que a principal motivação para a criação da Base de Dados das Instalações de Transmissão de Energia Elétrica (BDIT), pela Audiência Pública 061/2018, é justificada nas atuais dificuldades encontradas pelos usuários do SINDAT.

¹⁷ As DITc são amplamente utilizadas por grandes complexos de geração, principalmente os de fonte eólica, cuja característica de baixa modulação espacial da fonte, por vezes, apresenta elevadas distâncias ao ponto de conexão na Rede Básica e sua expansão.

¹⁸ Devido à elevada dinâmica do Setor Elétrico Brasileiro, é de extrema relevância que as bases de dados possuam taxa de atualização mensal. Busca-se evitar a utilização de dados antigos, com respaldo na utilização de estudos temporais ou estudos cuja base de dados vigente não é representativa (ex.: geomorfologia, escoamento hídrico, geodiversidade etc.).

¹⁹ Padrão de Exatidão Cartográfica, Decreto nº 89.917 de 20 de junho de 1984.

Esse SIG em específico é amplamente utilizado nos casos de buscas e verificações de equipamentos existentes e/ou planejados internos às subestações e parâmetros técnicos das linhas de transmissão (visto que o carregamento de dados do BDIT deveria ocorrer em dezembro de 2020²⁰). Assim, o SINDAT se mantém como única base, mesmo que com taxas de atualizações contestáveis de consulta dessas informações.

3.5 Panorama Geral

Nota-se, por fim, que é necessária uma compreensão detalhada dos diferentes modelos SIGs para que possam responder, de fato, às mais diversificadas questões das atividades demandadas pelo Setor Elétrico Brasileiro. A seguir, chama-se a atenção para determinadas questões e oportunidades de melhorias existentes na utilização desses modelos:

- A linha temporal de atualização de cada SIG não é definida e publicada com clareza. Com taxas de atualizações distintas, a incompatibilidade entre informações públicas e vigentes é elevada.
- A entidade responsável pela geração da informação não é declarada. Com essa ausência de declaração, não é possível identificar e contatar a superintendência correta no caso de dúvidas, questionamentos ou solicitações de correções.
- Com frequência, a superintendência geradora da informação não é a mesma que realiza o georreferenciamento da informação. Dessa forma, o departamento que rege a padronização de documentos não está atento a identificar melhorias que poderiam ser ajustadas nas otimizações e nas automações dos processos e de suas análises.
- No mesmo cenário que o disposto no item acima, existe elevada “republicação” de diversas bases de dados²¹, o que dificulta o processo de confirmação e torna as análises e os modelos menos assertivos.

²⁰ A ANEEL promoveu o 4º Seminário do Sistema GGT – Gestão Geoespacializada da Transmissão (4º GGT), no qual apresentou as dificuldades de realização do primeiro carregamento dos dados a ser promovidos pelas transmissoras de energia elétrica.

²¹ Exemplo: para consultar as usinas termelétricas em operação no país, existem as bases da ANEEL, EPE e ONS. Porém, nos três casos, não há conversão para um valor unânime, e o pesquisador não consegue definir com certeza quantas usinas em operação existem de fato. Mesmo internamente à ANEEL, existem outras 3 bases de dados que podem ser consultadas, porém nenhuma converge para um mesmo valor.

- EPE e ONS, por questões internas, utilizam numerações e nomenclaturas distintas para os mesmos barramentos, subestações e linhas de transmissão. Esse comportamento ocorre também na ANEEL, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Demonstrativo de incompatibilidade de nomenclatura

<i>Subestação</i>	<i>Código</i>	<i>Setor</i>	<i>Base de Dados</i>	<i>Fonte</i>
<i>CBJLAP2-BA500</i>	<i>6349</i>	<i>500 kV</i>	<i>Nodal</i>	<i>ONS</i>
<i>SBJLAP2-BA500</i>	<i>585</i>	<i>500 kV</i>	<i>Nodal</i>	<i>EPE</i>
<i>SE Bom Jesus da Lapa II</i>	<i>-</i>	<i>500 kV</i>	<i>Webmap</i>	<i>EPE</i>

Fonte: EPE e ONS (2022). Elaboração: o autor (2022).

Existem ainda sistemas que apresentam exemplos de padronização de dados e de disponibilização de grandes blocos de informação georreferenciada, como o BDGD. Surgem, nas esferas estaduais, excelentes exemplos de transparência da informação, como o Mapa de Disponibilidade, publicado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), em abril de 2020, e atualizado em período inferior ao mensal.

Externos aos ativos diretamente contidos no Setor Elétrico, mas que também desempenham um importante papel no desenvolvimento das atividades do setor, é interessante destacar alguns aspectos positivos de diversos SIGs realizados pelas Secretarias Estaduais do Meio Ambiente²² (SEMA), como também o Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) publicado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), e os dados gerados e publicados pelo Serviço Geológico do Brasil (CPRM²³).

3.6 Coleta, tratamento e padronização de dados

O modelo de consulta aos dados de cada unidade consumidora de energia elétrica no país, em sua base de dados vigente, foi fornecido e publicado no mês de novembro de 2021, não havendo atualização validada posterior. Essa base lista os dados de 2020, impactados drasticamente pelo SARS-CoV-2. Dessa forma, para evitar o ruído da queda de consumo em instalações comerciais, principalmente as tarifadas em B-3 (pequenos comércios), como também a redução significativa do nível de atividade industrial, que está amplamente conectada

²² Citam-se, como exemplo, Infraestrutura de Dados Espaciais – Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (IDE-SISEMA Minas Gerais) e o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA Rio Grande do Norte).

²³ Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais.

à alta tensão, a base de dados apresentada em novembro de 2021 foi definida como base não representativa ao histórico de consumo do país. Assim, as análises abordadas por meio da coleta, do tratamento, da padronização e da análise de dados foram realizadas para o ano de 2019, quando o consumo do país não foi prejudicado pelo SARS-CoV-2. A base de dados que disponibiliza as informações de 2021 será publicada em novembro de 2022 e validada pela ANEEL no trimestre seguinte, não havendo tempo hábil para inseri-la no modelo. Porém, de mesma forma para o comportamento analisado na base de dados de 2020, o cenário de impacto econômico projetado apresenta comportamento semelhante.

ETAPA 01

A coleta inicial de dados, denominada “Etapa 01”, provém de um *File Transfer Protocol* (FTP) fornecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)²⁴, cujo acesso foi obtido através de arquivos em formato geodatabase (.gdb). Após o acesso, houve a necessidade de realização de técnicas de padronização e tratamento de grandes bancos de dados, desenvolvido pelo autor, conforme fluxograma da Figura 30.

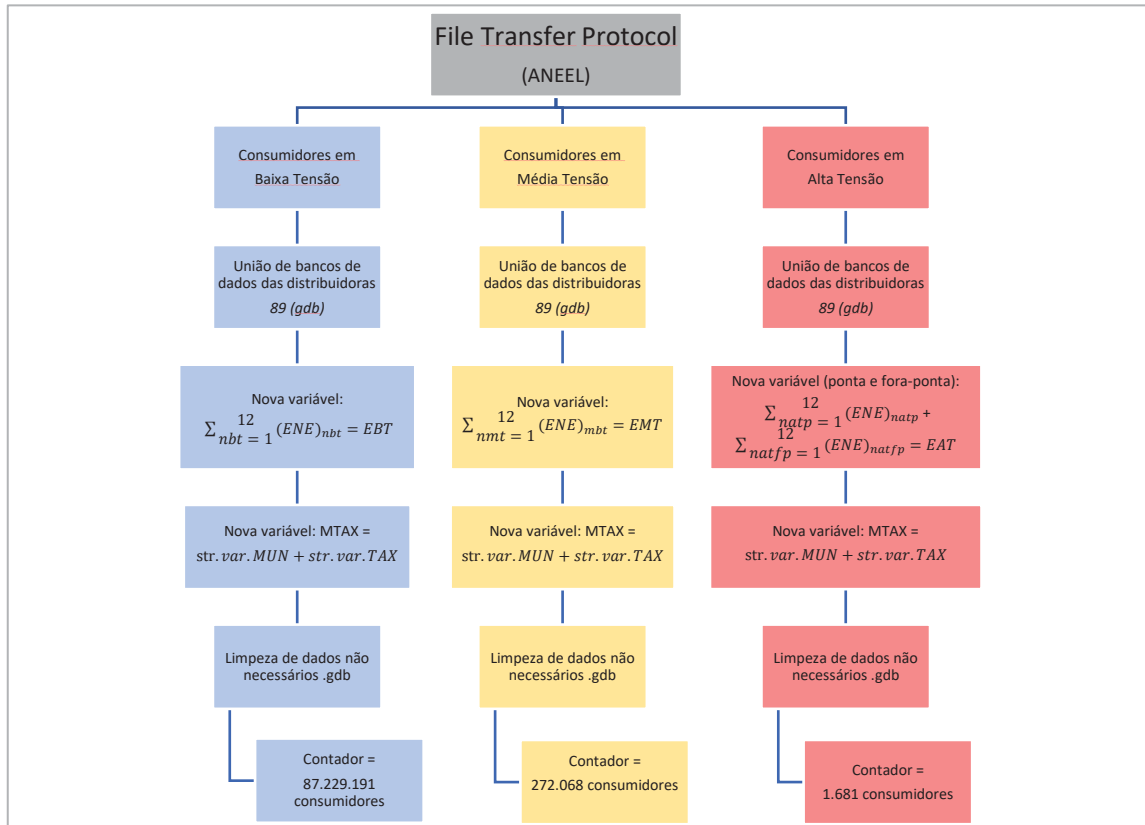
Nesse fluxograma, é realizado o somatório do consumo energético mensal (durante o período de um ano) de cada unidade consumidora do país. Em suas três colunas, é representado cada patamar de tensão de conexão ao sistema de distribuição, sendo eles: azul (baixa tensão), amarela (média tensão) e vermelha (alta tensão), na qual é notada a existência do consumo “ponta” e “fora-ponta”. Logo de início, é realizada a união de todas as bases de dados das 89 distribuidoras participantes dessa pesquisa. Para a realização desse somatório, foram criadas as variáveis EBT, EMT e EAT, culminando no total que determinado município consumiu de energia elétrica, por meio da variável ENT (Equação 6).

A operação referente à variável MTAX, que descreve a quantidade de consumo anual por município e é discretizada com o grupo tarifário, busca disponibilizar diferentes abordagens de cálculos caso a metodologia, ou estudos externos, demande buscar informações segmentadas por grupos tarifários (B3, B4, A2, A3, A3a, A4, AS, etc.).

A operação “limpeza de dados não necessários” é inserida somente para retirar as informações que não serão utilizadas e tornar o banco de dados menos dependente de armazenamento e mais ágil em suas próximas rotinas de cálculo.

²⁴ Disponível em: <ftp://ftp.aneel.gov.br>. Acesso em: 15 dez. 2021.

Figura 30 – Fluxograma de processamento de dados (etapa 01)



Fonte: o autor (2022).

Após a realização da última etapa, que, em síntese, é um contador para a tomada de notas referentes à quantidade de processamento necessária, foi executada a soma final por município, através de seu índice, como demonstrado na equação 6.

$$(EBT + EMT + EAT)_{mun} = ENT_{mun} \quad (6)$$

Onde:

- i. EBT – somatório do consumo de energia (kWh) de unidades consumidoras conectadas na Baixa Tensão
- ii. EMT – somatório do consumo de energia (kWh) de unidades consumidoras conectadas na Média Tensão
- iii. EAT – somatório do consumo de energia (kWh) ponta e fora-ponta de unidades consumidoras conectadas na Alta Tensão
- iv. ENT – consumo total de energia elétrica (kWh) anual

De modo a garantir o cumprimento da veracidade das informações, que *a priori* podem estar sujeitas a erros, foram também consideradas quatro equações de restrição, sendo elas:

- v. $str.var.MUN() = 7$
- vi. $EBT \geq 0$
- vii. $EMT \geq 0$
- viii. $EAT \geq 0$

Onde:

- v. Garante ao banco de dados que o georreferenciamento dos municípios obedecerá a orientação da Tabela de Códigos de Municípios fornecida pelo IBGE. A codificação oficial do IBGE apresenta, para os municípios, uma quantidade de caracteres iguais a 7, por exemplo: o código de Curitiba, segundo orientação da Tabela de Códigos de Municípios do IBGE é equivalente a 4106902²⁵. Caso uma unidade consumidora indique um código de município que não tenha 7 caracteres, o georreferenciamento desse consumidor não retornará um local geográfico.
- vi. Garante aos consumidores de baixa tensão a ausência de consumo negativo
- vii. Garante aos consumidores de média tensão a ausência de consumo negativo
- viii. Garante aos consumidores de alta tensão a ausência de consumo negativo

Nota-se, ao final da “Etapa 01”, a criação de 5 variáveis, sendo elas:

Consumo anual das unidades de baixa tensão (kWh):

$$\bullet \sum_{nbt=1}^{12} (ENE)_{nbt} = \mathbf{EBT} \quad (7)$$

Consumo anual das unidades de média tensão (kWh):

$$\bullet \sum_{nmt=1}^{12} (ENE)_{nmt} = \mathbf{EMT} \quad (8)$$

Consumo anual das unidades de alta tensão (ponta e fora-ponta, kWh):

²⁵ A consulta ao banco de dados completo de todos os municípios do Brasil poderá ser realizada através do site: <https://cidades.ibge.gov.br/>.

$$\bullet \sum_{natp=1}^{12} (ENE)_{natp} + \sum_{natfp=1}^{12} (ENE)_{natfp} = \mathbf{EAT} \quad (9)$$

Consumo total anual por município:

$$\bullet (EBT + EMT + EAT)_{mun} = \mathbf{ENT}_{mun} \quad (10)$$

Discretização dos grupos tarifários pelos municípios:

$$\bullet str.var.MUN + str.var.TAX = \mathbf{MTAX} \quad (11)$$

Por fim, citam-se duas operações realizadas para o tratamento do modelo acima, sendo elas as operações de *Merge Files* e *Summary Statistics*²⁶, cujas principais operações são relacionadas à criação de variáveis chaves (EBT, EMT, EAT, ENT e MTAX) para os modelos de análises, nos quais resultam em dois cenários:

- **Modelo Discretizado:** no qual é considerado o consumo energético do município com especificidade do grupo tarifário (B2, B3, A2, A3, A3A, A4 etc.) e demanda contratada (kW);
- **Modelo Singular:** no qual é considerado o somatório dos grupos tarifários e analisado o consumo do município total em sua real carga.

RESULTADOS DA ETAPA 01

Para o atual estudo, considerando o processamento e o *hardware* disponível, o resultado obtido da “Etapa 01” foi o do **Modelo Singular**, que é encerrado ao obter-se o consumo anual de energia elétrica, padronizado em GWh/ano, para serem evitados números demasiado elevados, de cada município brasileiro. Nota-se, segundo a Tabela 4, que os 5 estados que mais consumiram energia, no ano típico de 2019 foram:

²⁶ *Merge Files* e *Summary Statistics* são duas funções, da biblioteca em Python, Arcpy. Mais informações em: <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/2.8/arcpy/get-started/what-is-arcpy-.htm> Acesso em: 05 abr. 2022.

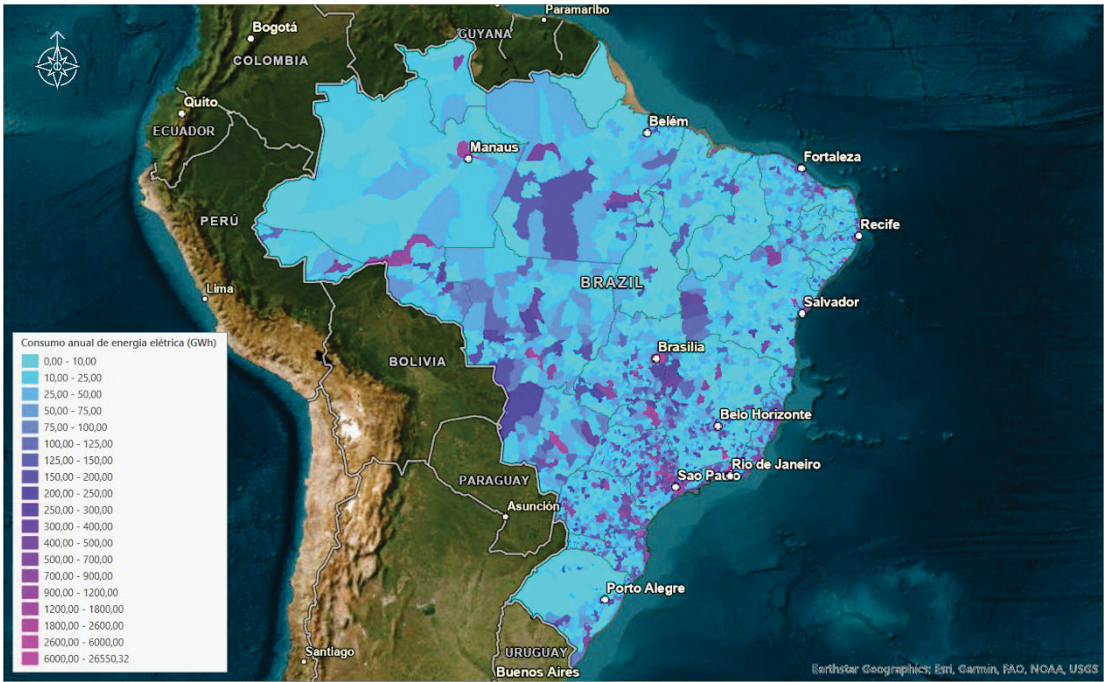
Tabela 4 – Estados com maior consumo de energia anual

Posição	Estado	Consumo Anual (GWh)
1º	São Paulo	125.112,36
2º	Minas Gerais	46.538,73
3º	Rio de Janeiro	37.034,77
4º	Paraná	30.036,26
5º	Santa Catarina	26.216,01

Fonte: o autor (2022).

O modelo de saída dessa primeira etapa é apresentado nas Figuras 31, 32, 33 e 34. Nota-se, conforme fusão das distribuidoras RGE e RGE SUL, no início de 2019, pelo grupo CPFL Energia, que a disponibilização de dados de ambas as distribuidoras não foi concedida. De modo similar, não houve a disponibilização de dados referentes aos municípios atendidos pela Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). A seguir, disponibilizam-se as imagens de saída do modelo. Para a completa interpretação dos mapas, sugere-se a consulta aos projetos de georreferenciamento disponibilizados nos apêndices.

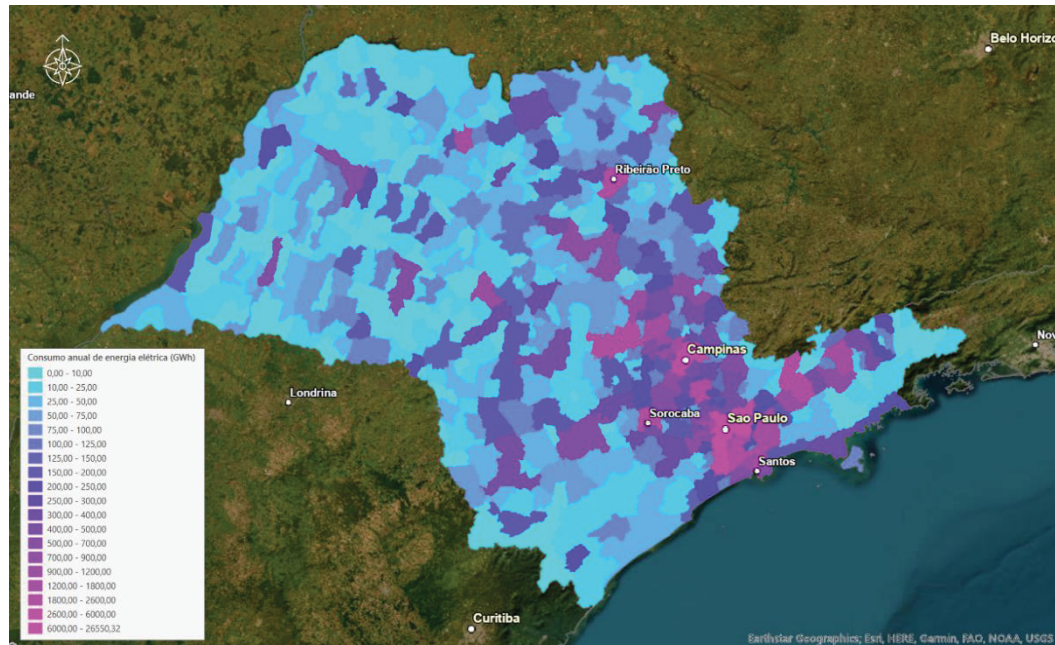
Figura 31 – Consumo anual dos municípios brasileiros



Fonte: o autor (2022).

Nota-se, segundo a Figura 32, que o principal eixo de consumo no estado de São Paulo é a capital paulista e os municípios de Campinas e São José dos Campos.

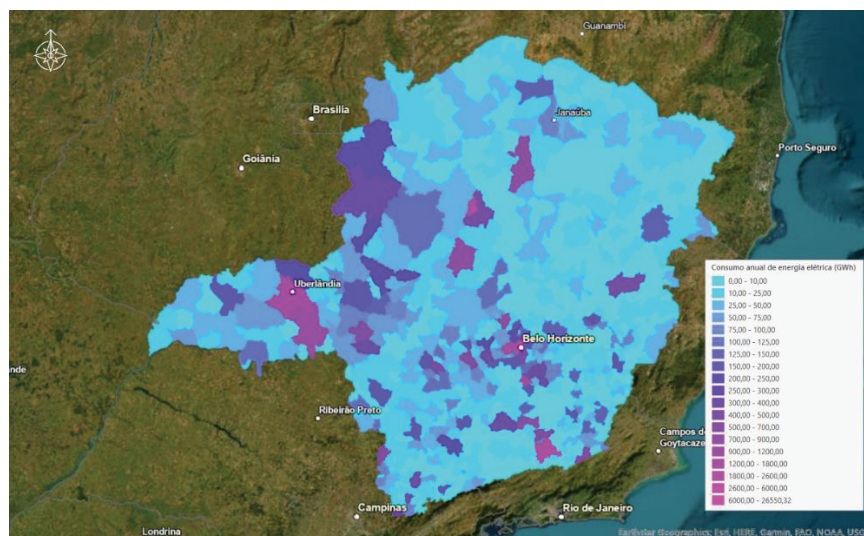
Figura 32 – Consumo anual dos municípios do estado de São Paulo



Fonte: o autor (2022).

Para o segundo estado de maior consumo energético, os picos de consumo encontram-se geograficamente espaçados. Cabe destaque para a capital Belo Horizonte, Uberlândia e Juiz de Fora, ao sul do estado mineiro, conforme demonstrado na Figura 33.

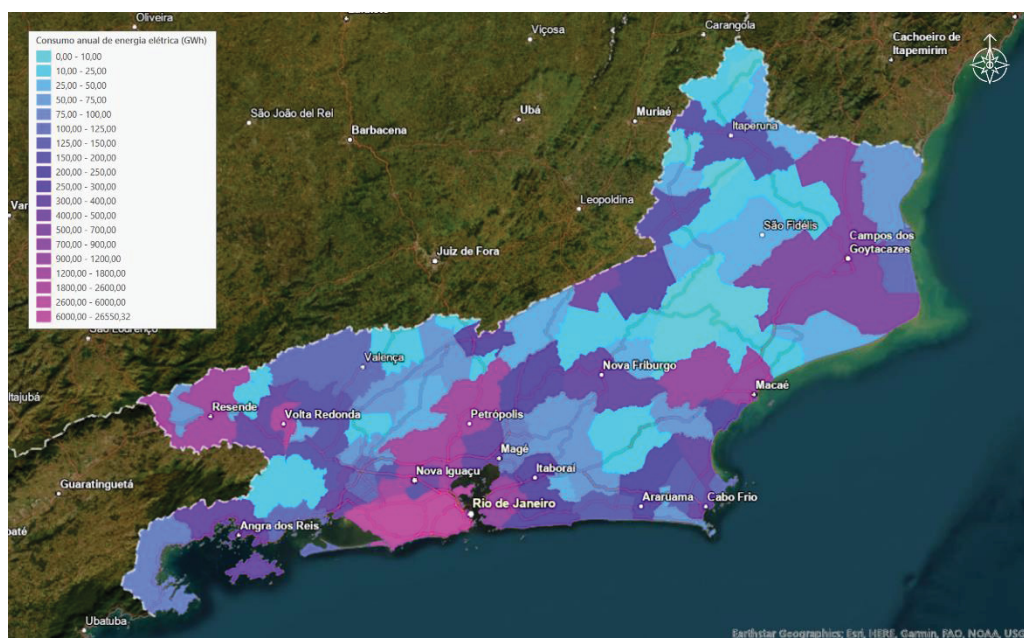
Figura 33 – Consumo anual dos municípios do estado de Minas Gerais



Fonte: o autor (2022).

Mostra-se, na Figura 34, o resultado para o terceiro estado com maior consumo, sendo destaques os municípios do Rio de Janeiro, Niterói, Petrópolis e Macaé.

Figura 34 – Consumo anual dos municípios do estado do Rio de Janeiro



Fonte: o autor (2022).

Com o término da Etapa 01, é possível identificar onde estão as regiões de elevado consumo de energia elétrica no país. Essa informação será confrontada com os resultados da Etapa 02, que apresenta a padronização do georreferenciamento de ativos de energia elétrica e, com os resultados referentes à projeção tarifária por barramento, é executada via metodologia Nodal.

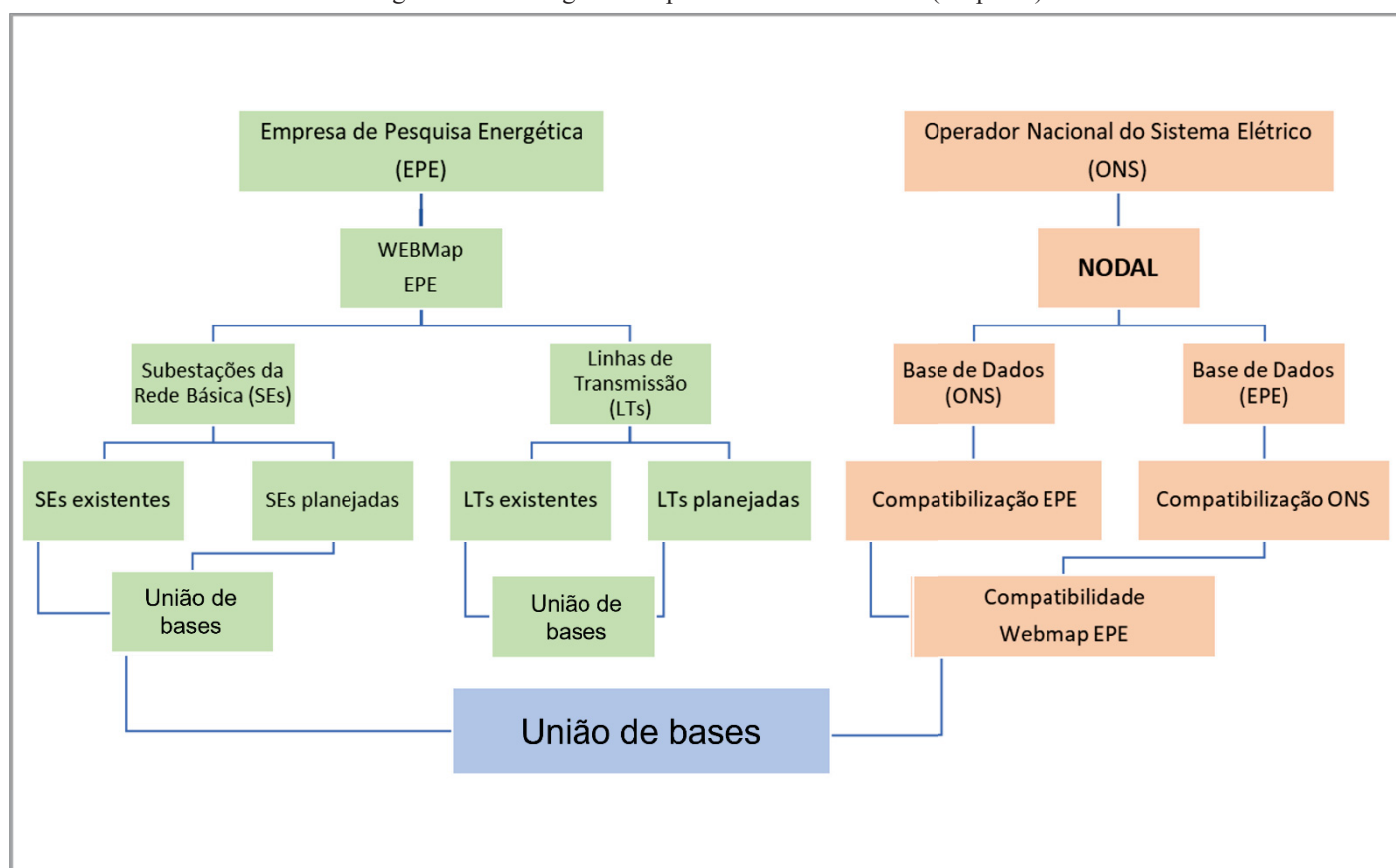
ETAPA 02

A segunda etapa de coleta e tratamento de dados difere da primeira em suas fontes públicas. Anteriormente, foram utilizadas as bases de dados das 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias, conforme apresentado nos apêndices, em conjunto com as informações da malha municipal do IBGE (2022). Para a segunda etapa, são consultadas as bases de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O fluxograma de atividades desempenhadas para a realização do tratamento de dados foi desenvolvido pelo autor e está disponibilizado na Figura 35.

O principal desafio é abordar bases de dados que tratam sobre o mesmo sistema elétrico, porém de empresas distintas (ONS e EPE). Em consulta processual à Lei de Acesso à Informação (LAI), as empresas diferem quanto às solicitações de padronização de dados e orientam que a diretriz seja de continuidade na divisão de nomenclatura divergente de ativos. Portanto, ambas as empresas mantêm suas próprias diretrizes ao definirem o mesmo ativo (subestação, barramento ou linha de transmissão) com nomes e códigos distintos.

Para a etapa em verde, na Figura 35, as operações são mais diretas e o fluxograma não apresenta grandes desafios. No setor verde, é realizada uma união de ativos (subestações e linhas de transmissão) existentes e planejadas para que a compatibilização com a base de dados do ONS seja completa. Como o georreferenciamento é proveniente da base de dados WEBMap EPE, a verificação da veracidade da informação é direta e convencional.

Figura 35 – Fluxograma de processamento de dados (Etapa 02)



Fonte: o autor (2022).

Na próxima etapa, visualizada na Figura 35 em laranja, utiliza-se *javascript* para se comparar as duas nomenclaturas distintas e buscar similaridade entre as *strings*. Com um fator de semelhança de 85%, é possível compatibilizar aproximadamente 90% da base de dados entre

empresas, sendo o restante compatibilizado manualmente de forma visual. A verificação manual e a confirmação da veracidade da precisão dos algoritmos que realizam a união entre as bases de dados se mostram um trabalho árduo que exige tempo, precisão, cautela e interpretação das informações disponibilizadas pela EPE e ONS. Na Figura 36, são apresentadas as imagens da Rede Básica, provenientes das informações disponibilizadas no WEBMAP, conforme comentado anteriormente (etapa em verde do fluxograma da Figura 35).

Figura 36 – Sistema Interligado Nacional, Rede Básica existente e planejada



Fonte: EPE (2022). Elaboração: o autor (2022).

A Figura 37 demonstra somente os ativos da Rede Básica que se encontram em fase de construção ou encontram-se no planejamento de curto e médio prazo dos estudos da EPE. Os ativos que participarão dos próximos Leilões de Transmissão encontram-se georreferenciados pela EPE, tornando as análises de expansão da RB mais otimizadas por meio do fácil acesso às informações.

Figura 37 – Sistema Interligado Nacional, ativos em planejamento



Fonte: EPE (2022). Elaboração: o autor (2022).

RESULTADOS DA ETAPA 02

Ao tomar conhecimento das coordenadas geográficas dos ativos, é executada a segunda parte do fluxograma, unindo as informações do Programa NODAL com os ativos pontuados pela EPE e a base de dados fornecida pelo ONS, obtendo o resultado apresentado na Figura 38.

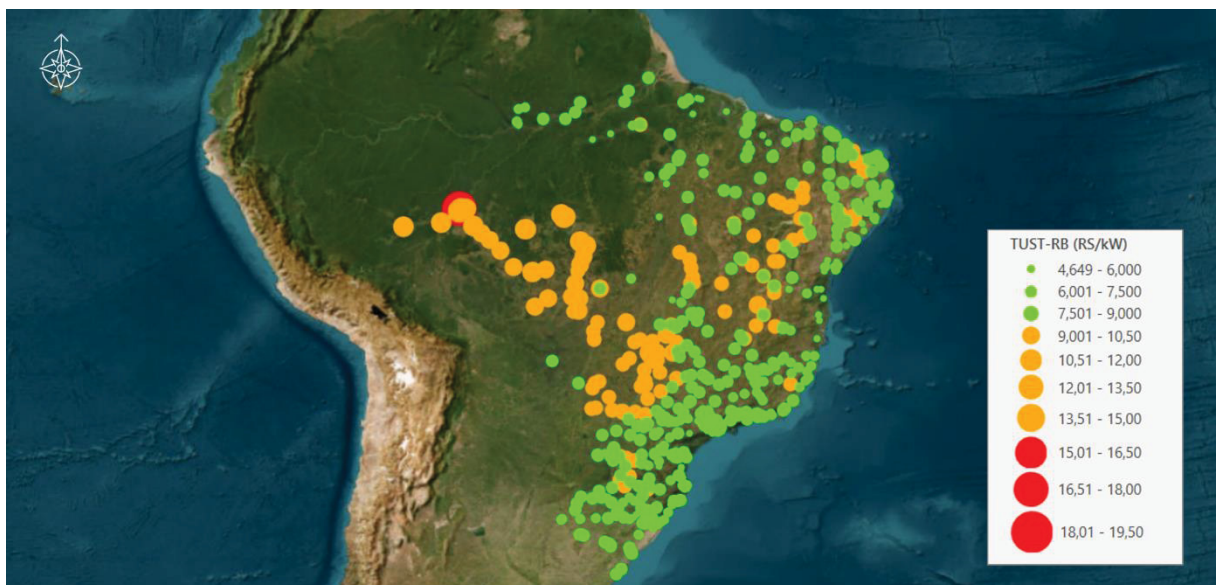
Figura 38 – Barramentos da Rede Básica pontuados



Fonte: o autor (2022).

Criado o vínculo entre a base de dados do ONS com a EPE, etapa em laranja do fluxograma apresentado na Figura 35, é possível realizar a simulação Nodal em cada barramento existente no sistema de transmissão de energia elétrica em seus diferentes patamares de tensão. O resultado da segunda etapa, como apresentado na Figura 39, se refere à TUST na adição marginal de potência em cada barramento do SIN, ocasionado pela geração em cada barramento do SIN.

Figura 39 – Resultado nacional tarifário do modelo



Fonte: o autor (2022).

Logo, podem-se compatibilizar os resultados das Etapas 01 e 02 e analisar a sensibilidade da metodologia Nodal aplicada às análises de consumo de energia elétrica nacional. Atenta-se ao que foi disposto referente a metodologia Nodal, que busca demonstrar, através de sua tarifa (e do Sinal Locacional), os custos elencados para o atendimento do aumento da geração, ou consumo, impostos ao sistema de transmissão local no atendimento do novo cenário de adição de um novo gerador com 1 MW de potência injetada. Chama-se a atenção à Figura 39, pois ela é o resultado do programa Nodal demonstrado em um sistema GIS em que é possível realizar interações entre quaisquer bancos de dados georreferenciados.

Assim, é possível inserir qualquer outra informação geográfica que possa contribuir com os estudos dessa dissertação e demais outros trabalhos. A vetorização da base de dados do programa Nodal, em conjunto com a, agora viável, análise do Sinal Locacional, é um dos principais objetivos dessa pesquisa.

4 RESULTADOS E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Nesse tópico, são apresentados os resultados globais da metodologia descrita anteriormente, bem como identificados alguns comportamentos interessantes que surgem ao analisar detalhadamente algumas regiões do país. Essa análise mais pontual se torna necessária para identificar os comportamentos regionais do sistema elétrico brasileiro e verificar como o sinal locacional está direcionando às novas adições de carga e/ou consumo às empresas que são impactadas em suas tarifas mensais (independente do segmento que se encontram).

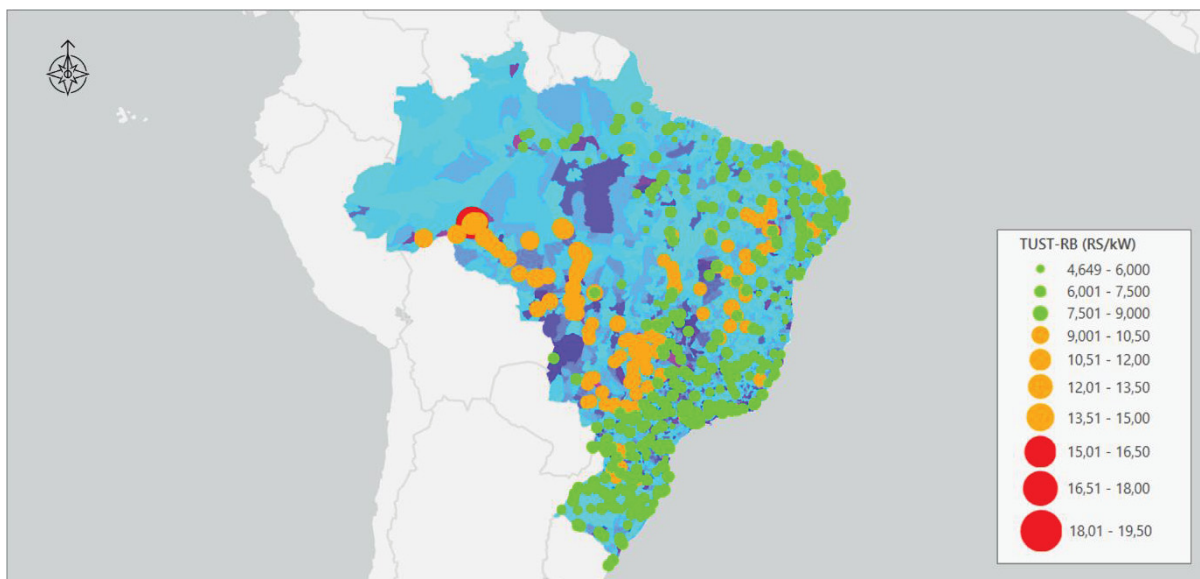
4.1 Resultados globais

As figuras apresentadas a seguir buscam demonstrar como se estabelece o relacionamento entre as bases de dados que foram desenvolvidas conforme foram apresentadas ao longo do estudo. Nesta etapa, é interessante recordar que as Figuras 31, 32, 33 e 34 contemplam a carga dos municípios; isto é, quanto cada município consumiu de energia elétrica em GWh. A representação utilizada apresenta com tons de azul claro os níveis mais baixos de consumo, e tons rosas para municípios que apresentaram maior consumo.

Em paralelo, também foi inserido no GIS desenvolvido o valor tarifário Nodal das TUST. Nessa representação, busca-se aplicar um efeito visual de cores e tamanhos distintos, conforme a tarifa aumenta ou diminui entre os pontos de conexão. As cores variam do verde, para tarifas mais baixas, ao vermelho, para tarifas mais caras; bem como tamanhos menores para menores tarifas e tamanhos maiores para maiores tarifas. O resultado nacional desse processamento é mostrado na Figura 40, na qual pode ser notado o comportamento global do SIN e de suas tarifas frente ao sistema geográfico dos estados e municípios.

Essas análises são interessantes no âmbito da transmissão ao apresentar, de modo visual, a sinalização da nova metodologia. É reconhecido que a modelagem não considera somente os polos de consumo do país, mas todos os custos envolvidos nos equipamentos utilizados para a realização do transporte seguro de grandes blocos de energia elétrica, bem como seu comportamento geoeletricos, condições de carregamento e demais tratativas conforme expostas anteriormente.

Figura 40 – Resultado tarifário nacional do modelo unido com o segmento consumo (Etapa 01 + Etapa 02)



Fonte: o autor (2022).

Nota-se que a concentração de tarifas mais baixas se encontra, majoritariamente, nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e nos da região sul. As tarifas com valores médios se concentram nos estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, como também a região norte de Goiás, o sul do estado do Tocantins e a região central nordeste.

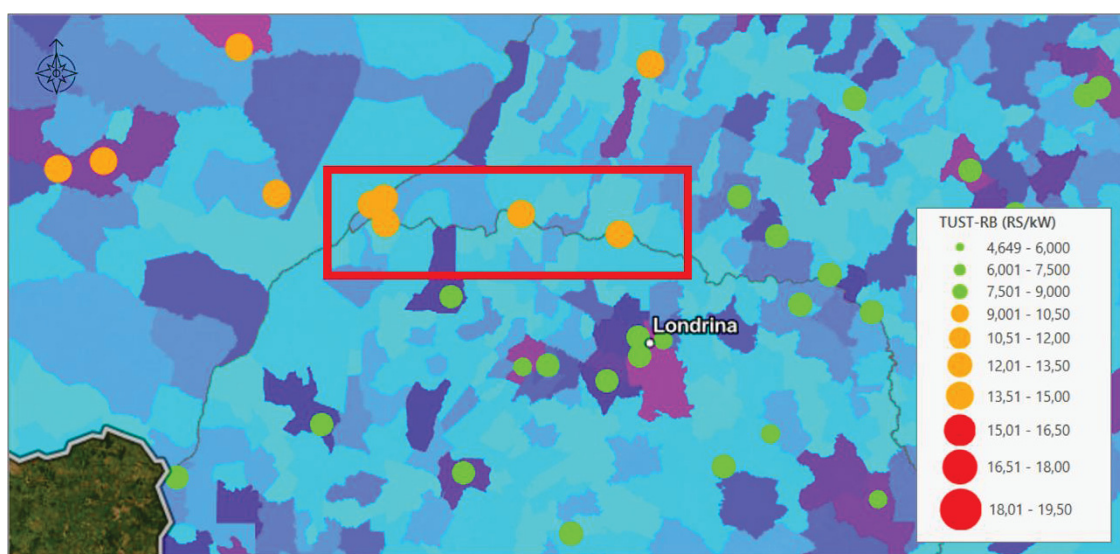
4.2 Análise Regionais

A análise de sensibilidade busca identificar comportamentos pontuais e realizar uma tomada de imagens mais próxima em algumas regiões do Brasil, a fim de apontar quando os comportamentos corroboram a sinalização locacional tarifária ou quando isso não acontece. Considerando a metodologia Nodal vigente, é de se esperar que a sinalização identifique onde há maior influência da carga e, aos geradores, quais são as regiões onde a injeção de novos geradores é mais ou menos onerosa para os sistemas de transmissão de energia elétrica.

A Figura 41 apresenta a região norte do estado paranaense, limítrofe ao estado de São Paulo. Nessa região, observa-se que o consumo de energia elétrica é baixo em relação aos municípios próximos, porém a sinalização tarifária é elevada. Destaca-se, nessa região em específico, o Rio Paranapanema e sua cascata de geração hídrica. Dentro da região destacada através do retângulo vermelho, encontram-se as UHEs Capivara, Taquaraçu, Rosana e Porto Primavera. Essa região é interessante por sinalizar um possível carregamento elevado dos

sistemas de transmissão existentes na região. Os sistemas destacados encontram-se em 440 kV, o que também corrobora com um custo maior de equipamentos, se comparados aos setores de 230 kV próximos ao município de Londrina, como demonstrado na Figura 41. Essa análise se faz coerente, pois os novos geradores conectados nesses ativos de transmissão deverão despachar a sua geração para outras regiões, visto que os municípios limítrofes não possuem elevados patamares de carga.

Figura 41 – Detalhamento de resultados, divisa estadual norte Paraná – São Paulo



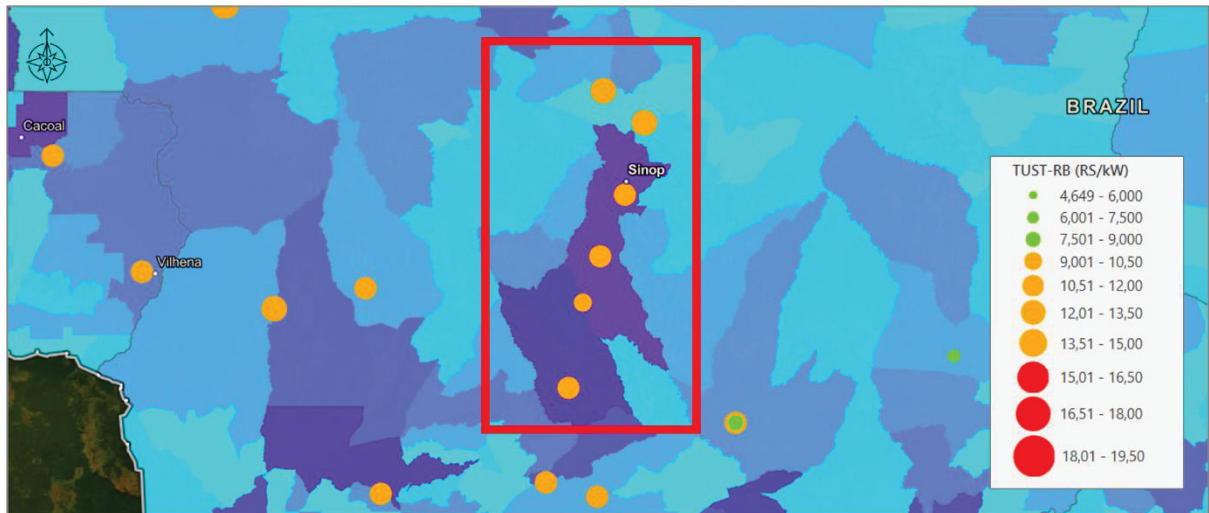
Fonte: o autor (2022).

A Figura 42 apresenta um comportamento distinto da Figura 41. Ela apresenta regiões com elevado consumo energético, porém a sinalização tarifária é alta onde deveria ser baixa. Os pontos de conexões listados em destaque na Figura 42 são as subestações das UHEs Colíder e Cláudia, ao norte de Sinop, e as subestações de Sinop, Sorriso e Lucas do Rio Verde, localizadas ao sul do município.

Conforme mostra a Figura 42, os municípios de Sinop, Sorriso, Lucas do Rio Verde e Nova Mutum apresentam elevados patamares de consumo de energia elétrica e, *a priori*, a injeção de potência próxima aos centros de consumo deveria onerar menos os sistemas de transmissão. Nota-se, porém que essa sinalização é coerente, pois, ao analisarmos o sistema geoeletrico existente (transmissão e geração), verifica-se a existência de 9 PCHs em operação na região, contemplando 70,25 MW, bem como a própria geração das UHEs Sinop e Colíder,

totalizando 701,88 MW. Portanto, de mesmo modo que a sinalização da Figura 41, as tarifas nessa região apresentam indícios de saturação dos elementos de transmissão ali existentes.

Figura 42 – Detalhamento de resultados, Mato Grosso



Fonte: o autor (2022).

A Figura 43 apresenta um comportamento semelhante à anterior. Ela apresenta regiões com elevado consumo energético com sinalização tarifária alta. Os municípios de Rio Verde, Mineiros e Jataí, no estado de Goiás, apresentam elevado consumo energético e as subestações próximas de Rio Verde, Rio Verde Norte, Rio Claro 2 e Jataí apresentam tarifas elevadas entre 9,934 e 10,240 R\$/kW.mês. Nessa região, também é identificada a existência de 10 PCHs que, juntas, somam 142,85 MW, o que pode sinalizar um atendimento à demanda na região, aliado também ao carregamento elevado dos elementos de transmissão existentes nas proximidades.

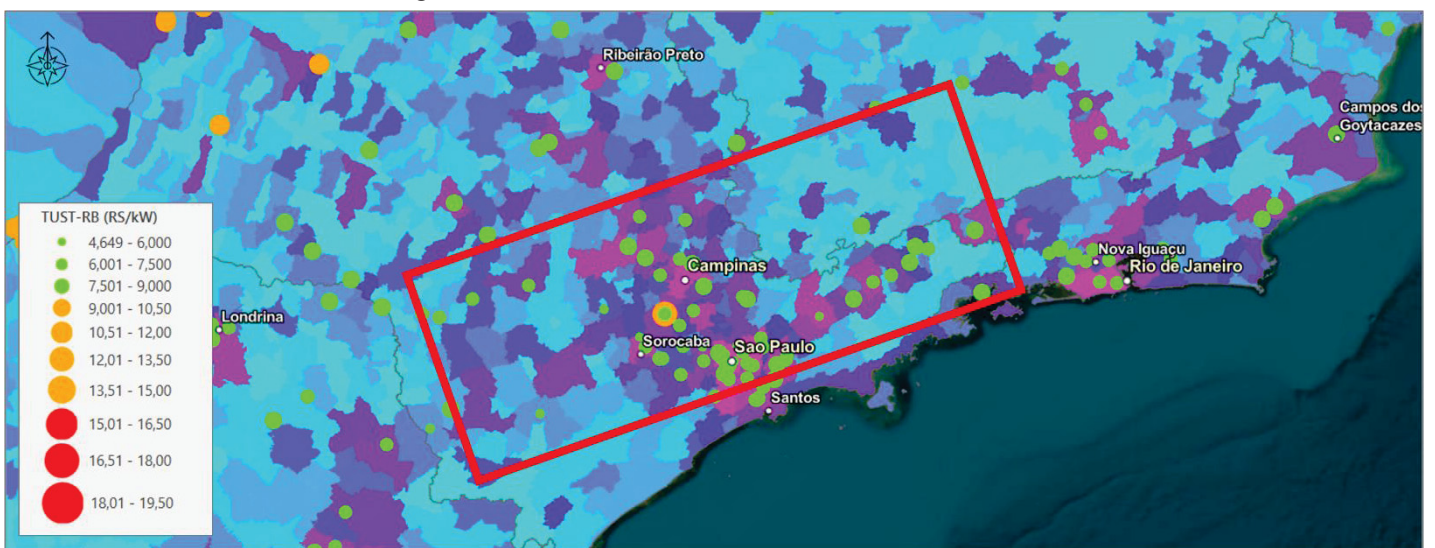
Figura 43 – Detalhamento de resultados, sul Goiás



Fonte: o autor (2022).

A Figura 44 revela um comportamento interessante: majoritariamente o eixo Rio-São Paulo apresenta vários municípios com elevado consumo de energia elétrica, e a sinalização tarifária condiz com a proximidade desses polos de consumo. Porém, existe uma tarifa ao norte de Sorocaba, barramento da subestação, em que a sinalização tarifária para o setor de 230 kV é elevada, conforme mostrado a seguir.

Figura 44 – Detalhamento de resultados, eixo Rio São Paulo

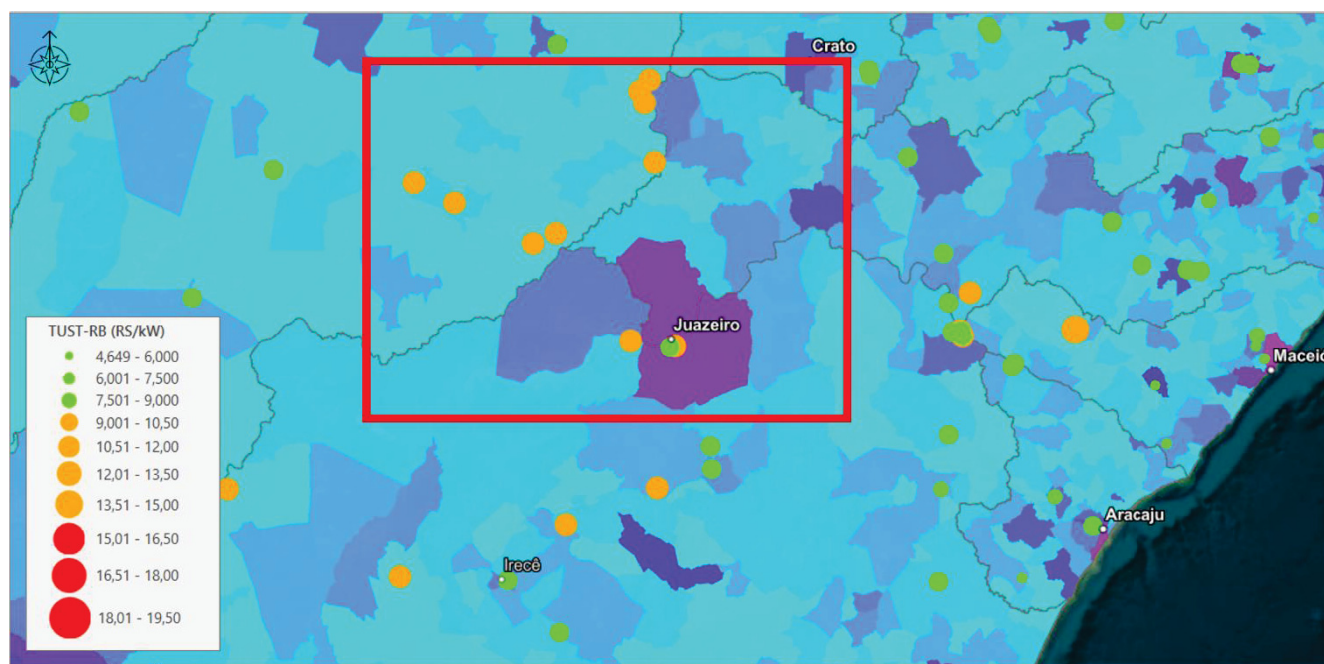


Fonte: o autor (2022).

Nota-se, também na Figura 44, que existe um barramento de 440 kV nessa mesma subestação, com uma sinalização tarifária mais baixa. Esse ponto é interessante quando se nota que equipamentos de maior porte podem apresentar sinalizações tarifárias menores. Esse comportamento pode ocorrer devido ao fato de o carregamento dos transformadores se encontrar muito próximo à operação segura do seu limite de capacidade de longo prazo, conforme indicado nos procedimentos de rede do ONS. A injeção de potência, em específico, nesse barramento e em seus equipamentos limítrofes, pode indicar a necessidade de uma troca ou de instalação de novos equipamentos para atendimento do novo ponto de geração ali instalado. Essa sinalização pode variar de maneira negativa ou positiva, como o visualizado anteriormente.

Por último, a sinalização na Figura 45 também apresenta outro comportamento interessante, ao indicar, de forma moderada e baixa, as tarifas em regiões de elevado consumo, internos à cidade de Juazeiro, no estado da Bahia e próxima à sua região metropolitana, nas subestações de Juazeiro da Bahia II e III. Contudo, percebe-se que, à noroeste da delimitação realizada pelo autor, há uma sinalização elevada tarifária existente em municípios que apresentam baixo consumo de energia elétrica. Nessa região, destaca-se a geração da UHE Sobradinho (1050 MW), mas também uma das principais concentrações de geração eólica nacional, contemplando mais de 4 GW em projetos em operação.

Figura 45 – Detalhamento de resultados, norte Bahia



Fonte: o autor (2022).

5 CONCLUSÕES E CENÁRIOS FUTUROS

Compreende-se que a modelagem tarifária não depende exclusivamente dos polos de consumo de energia elétrica de seus consumidores, comércios e indústrias, mas também reflete a sensibilidade dos barramentos candidatos na adição marginal de potência e na inserção de novos geradores no sistema. Todos os elementos participantes do SIN exercem e recebem influência de outros participantes do sistema. Um dos pontos em que o setor elétrico brasileiro é desafiador é justamente na interconexão e na diversificação, incluindo o aspecto territorial, da matriz elétrica nacional. Cada fonte de geração opera em um formato distinto e cada uma possui características singulares em suas tecnologias de construção, operação, manutenção e despacho de suas produções energéticas.

O presente trabalho buscou demonstrar a complexidade da questão tarifária no uso dos sistemas de transmissão de energia, suas premissas de cálculo, acesso aos bancos de dados que exercem importantes influências e, não menos importante, uma contextualização jurídica referente à construção do entendimento regulatório sobre as tarifas no Brasil. Tópico cujas principais entidades públicas do setor elétrico se debruçam anualmente em eventos, reuniões e audiências com a participação pública. O estudo abre a possibilidade de um grande potencial de continuidade e de acompanhamento, principalmente da agenda binomial da ANEEL, bem como dos grupos de pesquisas existentes no âmbito acadêmico e do Grupo de Trabalho do SIASE-T. As análises aqui abordadas devem ser levadas às futuras audiências para a verificação da eficiência da regra de transição que ocorrerá proporcionalmente nos próximos anos, a fim de corroborar a discussão pública de otimização de recursos financeiros e sinalizações tarifárias eficazes para todos os usuários do SIN.

5.1 Cenários futuros

Sugere-se que, levando em conta a dinâmica e a relevância do tema, o acompanhamento dos instrumentos públicos de participação da sociedade seja mantido pelo autor e demais interessados que tenham o hábito de seguir a agenda regulatória disponibilizada pela ANEEL. Esse acompanhamento da sociedade é importante, visto que uma maior publicidade é favorável a todos. Desse modo, espera-se que os interesses de todos os impactados pelos SIN possam ser atendidos e que as tarifas reflitam de fato o seu propósito.

5.2 Próximos passos

Considera-se, por fim, que seja realizada a continuidade das atividades de pesquisa e que o modelo seja executado considerando a base de dados em um cenário econômico e energético sem os ruídos e comportamentos notados durante os anos de maior impacto da epidemia de COVID-19. Para os demais anos, a considerar a nova metodologia existente, sugere-se também que o acompanhamento das atividades do SIASE-T seja mantido, levando o assunto aos eventos, congressos e demais oportunidades de exposição pública do assunto e de sua sensibilidade.

Sugere-se, ainda, utilizar o trabalho desenvolvido por Vallejos (2008) no qual o método de *Principal Components Analysis* (PCA) é aplicado para analisar o fluxo de potência e energia pelo Sistema Interligado Nacional concomitantemente às técnicas desenvolvidas nesta dissertação. Assim, com essas técnicas, da mesma forma que com outros métodos de análise estatística multivariada, pode ser possível cotejar informações diretamente da operação da rede de transmissão e refinar os resultados do modelo georreferenciado para análise do sinal locacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 559/2013** – Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.

_____. **Procedimentos de Regulação Tarifária** - PRORET. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em: 02 fev. 2022.

_____. **Módulo 9** – PRORET. Concessionárias de Transmissão. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em: 02 fev. 2022.

_____. **Módulo 10** – PRODIST. Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>; Acesso em: 10 mai. 2022.

_____. **Submódulo 9.8.** Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessões de transmissão de energia elétrica. Revisão 1.2 C – Resolução Normativa nº1003/2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>>. Acesso em: 05 mai. 2022.

_____. **Submódulo 10.4.** Revisões e Reajustes das Receitas de Transmissoras. Versão 1.0 – Resolução Normativa nº774/2017. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>>. Acesso em: 10 mai. 2022.

_____. **Tomada de Subsídio 006/2020.** Obter subsídios para o aprimoramento da base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras (TUSDg) do ciclo tarifário 2020-2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>>. Acesso em: 10 jan. 2022.

_____. **Tomada de Subsídio 006/2021.** Obter subsídios para aprimoramento da base de dados preliminar para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST – e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras – TUSDg – do ciclo tarifário 2021-2022.. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>>. Acesso em: 10 jan. 2022.

_____. **Consulta Pública 039/2021.** Obter subsídios para o aprimoramento do relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR que trata do aprimoramento da regulação relacionada às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV – TUSDg. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>>. Acesso em: 10 jan. 2022.

_____. **Consulta Pública 067/2021.** Obter subsídios acerca da proposta de aprimoramento do texto do art. 8º da Resolução Normativa nº 559/2013, que dispõe sobre a regra de

transição da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST para geradores que participaram de leilões de energia antes da entrada em vigência da referida Resolução. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

_____. **Resolução Normativa nº 67**, de 8 de junho de 2004: Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. 2004.

_____. **Resolução Normativa nº 435**, de 24 de maio de 2011: Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. 2011.

_____. Resolução Normativa nº3, de 24 de novembro de 1999: **Manual da Metodologia Nodal**. 2011.

_____. **Resolução Normativa nº 905/2020**, de 8 de dezembro de 2020: Aprova as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional e dá outras providências.. 2020.

_____. **Manual do Nodal**: Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUST (rb), TUST (fr) e TUSD (g). 2015.

_____. **Nota Técnica nº 151/2021-SGT/ANEEL**. Estabelecimento do valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, da Tarifa de Transporte de Itaipu, dos encargos das distribuidoras associados à TUSDg e aprovação da base de dados de cálculo da TUST para o ciclo tarifário 2021-2022. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20212896_2.zip>. Acesso em: 01 ago. 2021.

_____. **Nota Técnica nº 155/2021-SGT/ANEEL**. Complementação da Nota Técnica nº 151/2021-SGT/ANEEL, 5 de julho de 2021, e cumprimento de decisão judicial. 09 jul. 2021.

AZEVEDO, ALICE H. F e MATTOS, LENILSON V. **Estruturação Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. São Paulo: Editora Mackenzie, 2012.

BITU, R.; BORN, P. **Tarifas de energia elétrica** – Aspectos conceituais e metodológicos. São Paulo: MM Editora Ltda, 1993.

BRASIL. Lei nº 14.120 de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 03 mar. 2022.

_____. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 02 abr. 2022.

CAMPOS, A. F.; BRITO, M. C. T.; MARTINS, C. C. **Mercado Atacadista de Energia Elétrica** – Formação de Preço e Contribuições para o Aperfeiçoamento do Setor. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2021.

CARDOSO, C. O acesso à energia elétrica relacionado ao IDH dos domicílios no estado de Rondônia, anterior a construção das usinas hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau. **XVII Congresso Fórum Universitário Mercosul**, 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Programa de Expansão da Transmissão / Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP)**. Ciclo 2021 – 2º Semestre. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>>. Acesso em: 10 jan. 2022.

_____. **Estudo do Sistema de Transmissão** – Cálculos da TUST, Análise de Sensibilidade (Nº EPE-DEE-NT-014/2021-rev0).

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

_____. **WEBMap EPE**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>>. Acesso em: 10 dez. 2021.

FARIA, D. M. C. **O impacto das redes elétricas inteligentes no nível tarifário das distribuidoras de energia brasileiras**. 2012, 92f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba, 2012.

GESEL – Grupo de Estudo do Setor Elétrico; CPFL. **Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Seleccionados, Considerando a influência do Modelo Institucional Vigente**. Rio de Janeiro, 2015.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Avaliação da qualidade de dados geoespaciais. **Manuais Técnicos em Geociências**, número 13. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101152.pdf>>. Acesso em: 01 jun. 2021.

_____. Acesso e uso de dados geoespaciais. **Manuais Técnicos em Geociências**, número 14. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101675.pdf>> Acesso em: 01 jun. 2021.

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, H. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Blucher, 2009.

LIMA, D. A.; FELTRIN, A. P. **Estudo comparativo dos métodos Nodal e Zbus para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão**. São Paulo: UNESP, 2019.

LIMA, L. M. M. **Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão**. 2007. 114f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

LUCCHESI, F. C. Análise de sensibilidade na metodologia Nodal para o cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão. 2018, 98f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2018.

MELO, M. C. **Um engenheiro hidráulico em grandes projetos pelo Brasil e ao redor do mundo**. São Paulo: Editora Afigitis, 2019.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Consulta Pública: Proposta de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro – Lei 14.120/2021**. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c2df5720-e02c-766a-4b18-04f6eac21be2&groupId=36148>. Acesso em: 05 abr. 2022.

OLIVEIRA, AD. **Setor elétrico brasileiro: Estado e mercado**. Rio de Janeiro: Editora Synergia: FGV Energia, 2017.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão e Plano da Operação Elétrica (PAR-PEL 2022-2026)**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PAR>>. Acesso em: 05 abr. 2022.

_____. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (v. 2)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme>>. Acesso em: 05 abr. 2022.

_____. **Módulo 2 – Procedimentos de Rede. Critérios e Requisitos**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 fev. 2022.

SCHOR, J. M. **Abertura do mercado livre de energia elétrica: vantagens e possibilidades do retail wheeling no Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2018.

SOARES, B. G. **Análise da Metodologia Aplicada às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores.** 2009. 165f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, SP, 2009.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: Editora Synergia; EPE: Brasília, 2015.

TOMIYAMA, E. K. **Estudo do Aspecto Locacional da Alocação de Custo da Transmissão.** 2012, 260f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2012.

VALLEJOS, C.A.V. **Atraso da Expansão Hidrelétrica no Brasil: Uma Análise Exploratória.** 2008, 244f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. Universidade Federal do Paraná, PR.

APÊNDICES

As imagens aqui criadas podem ser solicitadas em alta resolução através do e-mail paulo.renato.reche@gmail.com.

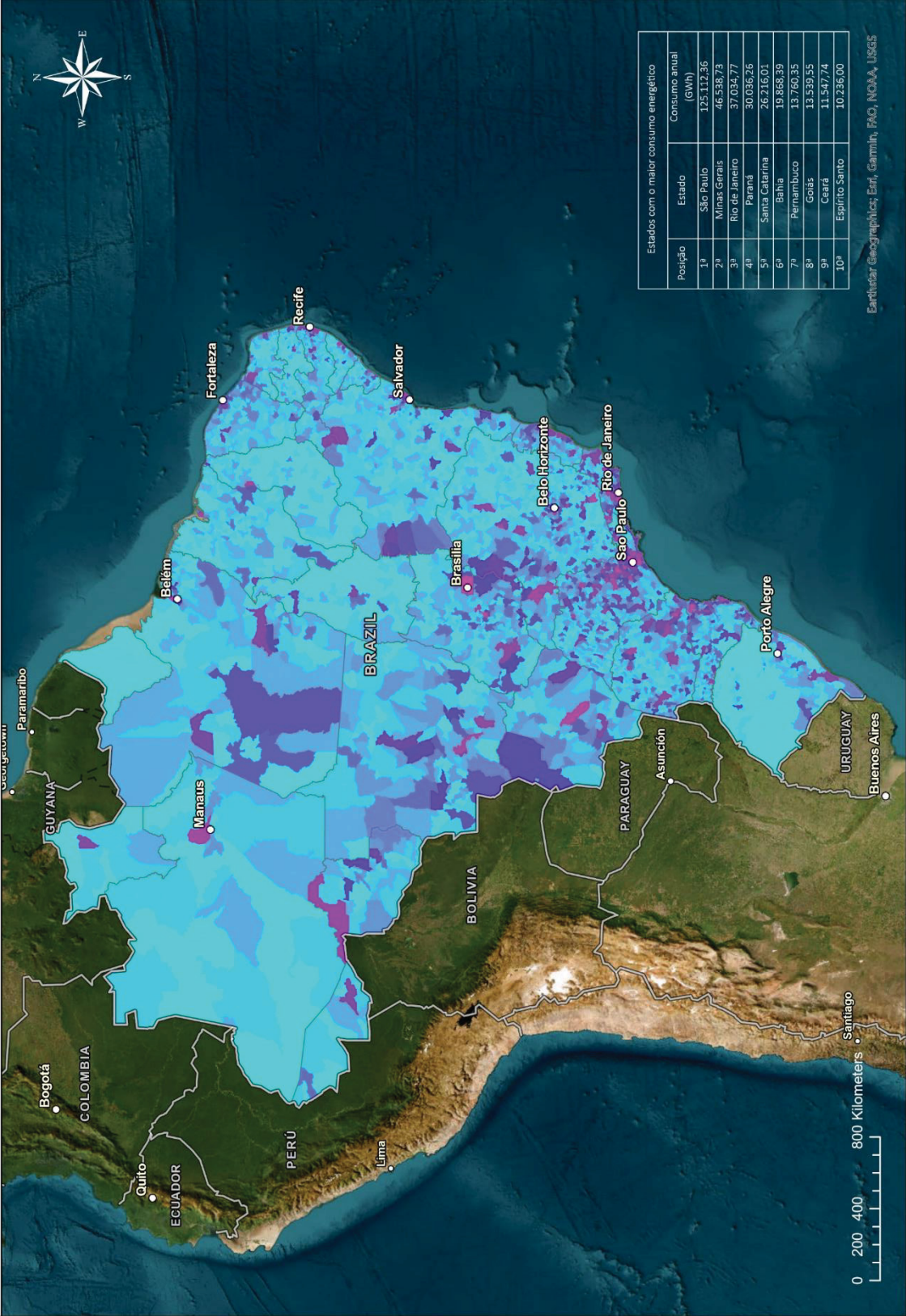
Tabela 5 – Distribuidoras abordadas durante o projeto de pesquisa.

AME	CERPRO	EFLUL
CEB-DIS	CERRP	ELEKTRO
CEDRAP	CERSUL	ELETROCAR
CEDRI	CERTAJA	ELFSM
CEEE	CERTEL	ENEL CE
CEJAMA	CERTREL	ENEL GO
CELESC	CETRIL	ENEL RJ
CELPE	CHESP	ENEL SP
CEMIG	COCEL	ENERGISA AC
CEPRAG	COELBA	ENERGISA BORBOREMA
CERACA	COOPERA	ENERGISA MG
CERAL	COOPERALIANÇA	ENERGISA MS
CERAL ARARUMA	COOPERCOCAL	ENERGISA MT
CERAL-DIST	COOPERLUZ	ENERGISA NF
CERBRANORTE	COOPERMILA	ENERGISA PB
CERCOS	COOPERZEM	ENERGISA RO
CEREJ	COORSEL	ENERGISA SE
CERES	COPEL	ENERGISA SS
CERGAL	COSERN	ENERGISA TO
CERGAPA	CPFL PAULISTA	EQUATORIAL AL
CERGRAL	CPFL PIRATININGA	EQUATORIAL MA
CERILUZ	CPFL SANTA CRUZ	EQUATORIAL PA
CERIM	CRELUZ	EQUATORIAL PI
CERIPA	CRERAL	FORCEL
CERIS	DCELT	HIDROPAN
CERMC	DEMEI	LIGHT
CERMISSÕES	DMED	MUXENERGIA
CERMOFUL	EDP ES	SULGIPE
CERNHE	EDP SP	UHENPAL
CERPALO	EFLJC	

Tabela 6 – Histórico detalhado da evolução do conceito tarifário.

Ano	Instrumento	Data	Descrição completa
1999	Resolução ANEEL nº 281	01/10/1999	Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
2004	Resolução Normativa ANEEL nº 117	03/12/2004	Altera a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, atendendo ao disposto no inciso XVIII, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluído pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004
2007	Resolução Normativa ANEEL nº 267	05/06/2007	Estabelece alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST referente aos novos empreendimentos de geração.
2013	Resolução Normativa ANEEL nº 559	27/06/2013	Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST.
2018	Consulta Pública 004/2018	04/04/2018	Obter subsídios ao aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e da forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
2018	Consulta 004/2018 - 1ª Fase Nota Técnica nº 71/2018-SGT/ANEEL	02/04/2018	Estudo para aprimoramento do cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e forma de rateio do orçamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
2019	Consulta 004/2018 - 2ª Fase Nota Técnica nº 14/2019-SGT/ANEEL	11/02/2019	Estudo para aprimoramento da Receita Anual Permitida – RAP Prospectiva utilizada no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para as centrais de geração, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 559, de /2013.
2021	Consulta 039/2021	01/07/2021	Obter subsídios para o aprimoramento do relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR que trata do aprimoramento da regulação relacionada às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV –
2021	1ª Fase Nota Técnica nº 119/2021– SGT/ANEEL	25/06/2021	Proposta de abertura de Consulta Pública com intuito de obter subsídios a respeito da Análise de Impacto Regulatório (AIR) acerca do Sinal Locacional das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV (TUSDg).
2022	2ª Fase Nota Técnica nº 31/2022– SGT/ANEEL	23/03/2022	Resultado Preliminar da Consulta Pública (CP) nº 39/2021 acerca da Análise de Impacto Regulatório (AIR) das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV (TUSDg), e proposta de abertura de CP com intuito de obter subsídios a respeito das minutas dos Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).
2022	3ª Fase Nota Técnica nº 86/2022– SGT/ANEEL	08/06/2022	Resultado Parcial da Consulta Pública (CP) nº 39/2021 acerca da Análise de Impacto Regulatório (AIR) das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV (TUSDg), e aprovação dos Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).
2022	Resolução Normativa 1024	28/06/2022	Aprova os Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e revoga as Resoluções Normativas nº 349, de 13 de janeiro de 2009 e nº 559, de 27 de junho de 2013.
2022	3ª Fase Nota Técnica nº 181/2022– SGT/ANEEL	16/09/2022	Resultado da 3ª Fase da Consulta Pública (CP) nº 39/2021 instituída com vistas a colher subsídios para o aprimoramento do relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR que trata do aprimoramento da regulação relacionada às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV – TUSDg.
2023	-	01/07/2023	Primeiro passo da regra de transição.

Consumo de energia elétrica por município no Brasil (GWh)



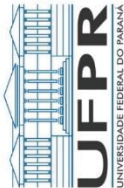
Consumo de energia elétrica por município no Brasil (GWh)

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informes mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 a dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Reche Bezerra.

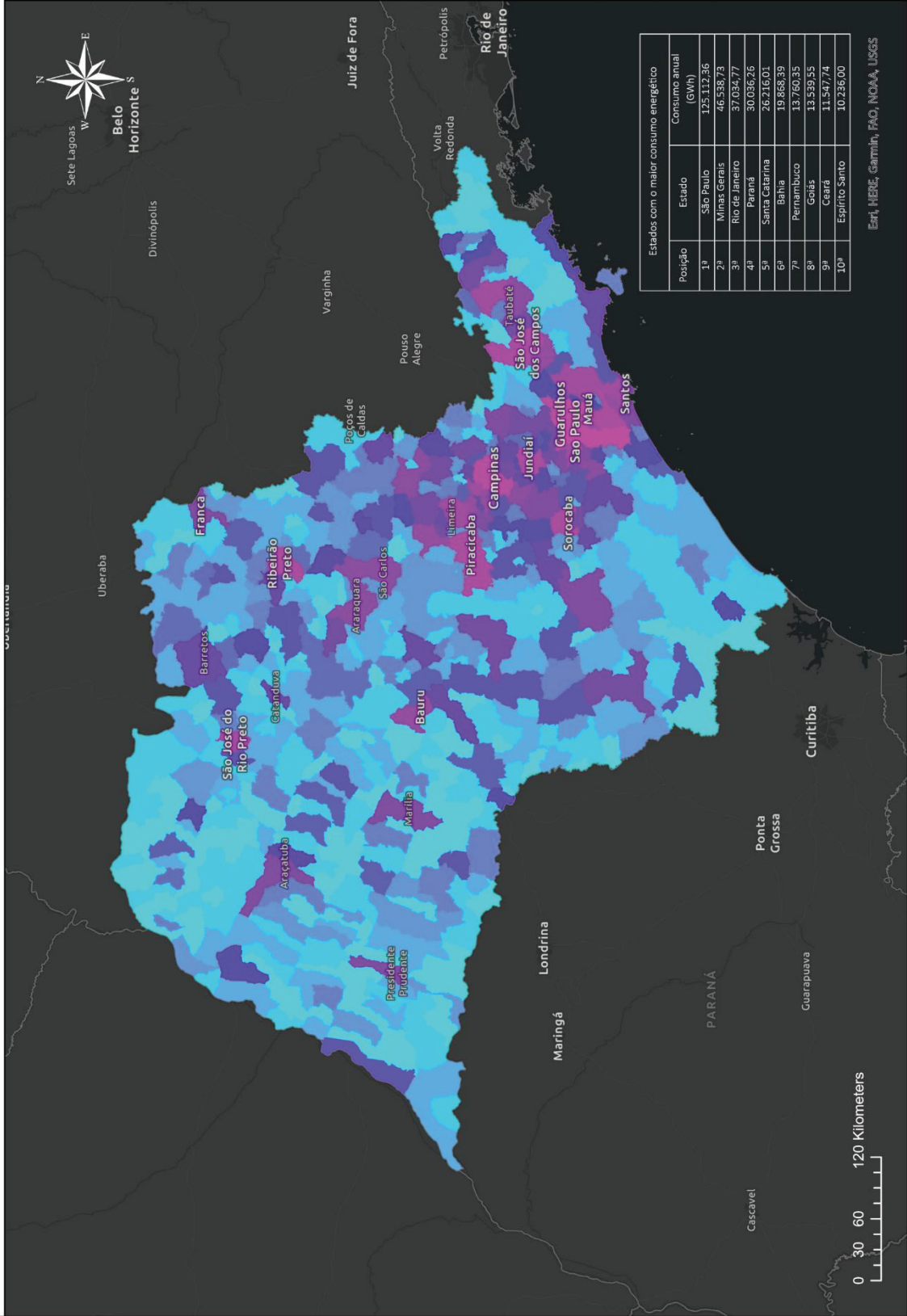
*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Elaboração:
Paulo Renato Reche Bezerra (2022)



Consumo de energia elétrica anual no estado de São Paulo (GWh)



Consumo de energia elétrica anual (GWh) - estados

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informes mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 à dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Rech Bezerra.

*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra (2022)

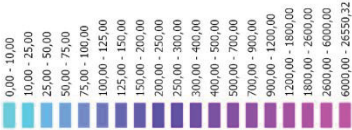


Legendas

[IBGE] Estados
Unidades Federativas

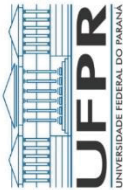
Divisão Estadual

[IBGE/ANEEL] Consumo anual por município
Consumo anual de energia elétrica (GWh)

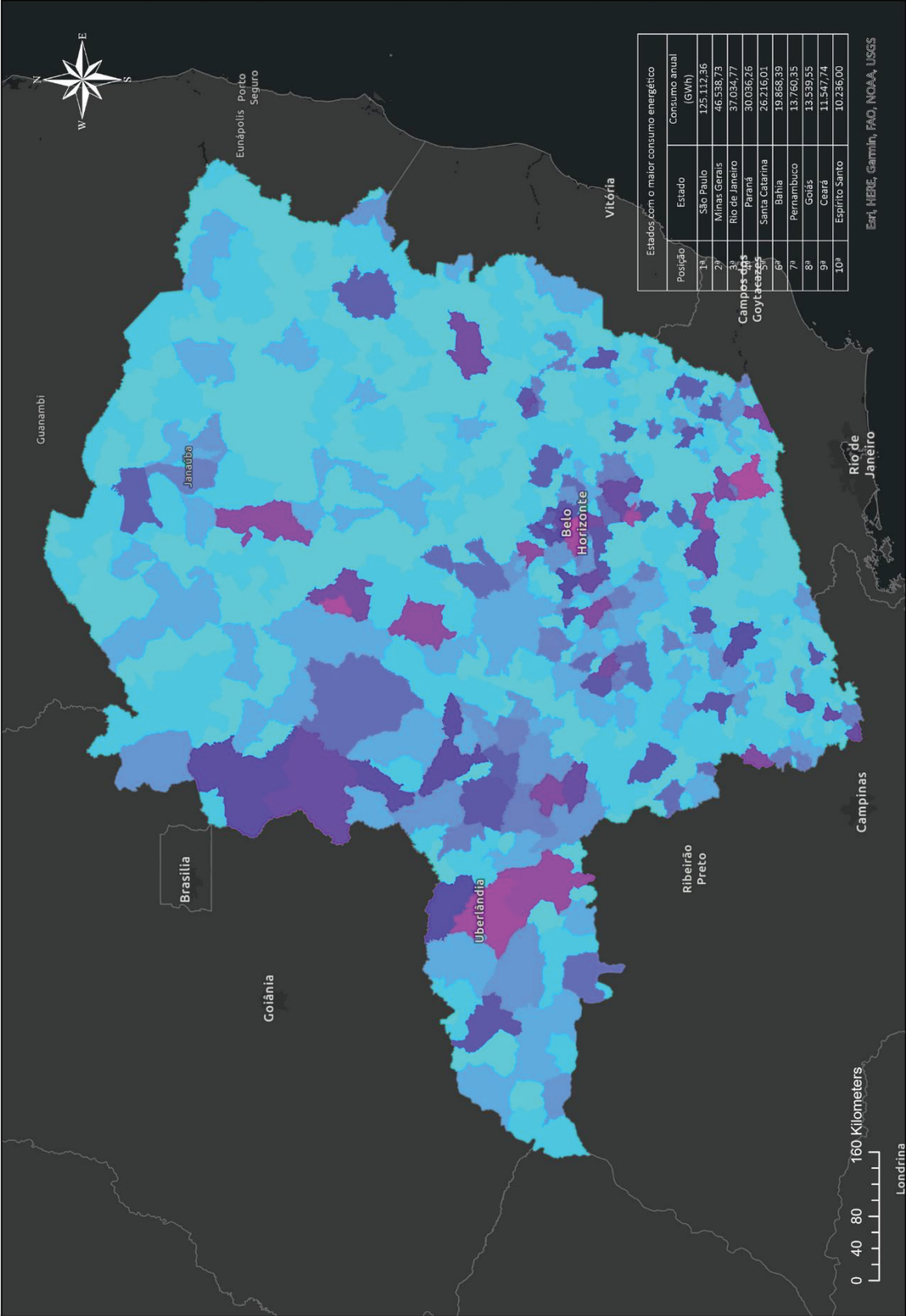


Estados com o maior consumo energético		
Posição	Estado	Consumo anual (GWh)
1ª	São Paulo	125.117,36
2ª	Minas Gerais	46.538,73
3ª	Rio de Janeiro	37.034,77
4ª	Paraná	30.036,26
5ª	Santa Catarina	26.216,01
6ª	Bahia	19.858,39
7ª	Pernambuco	13.760,35
8ª	Goiás	13.539,55
9ª	Ceará	11.547,74
10ª	Espírito Santo	10.236,00

Elab. HERE, Garmin, FAO, NOAA, USGS



Consumo de energia elétrica anual no estado de Minas Gerais (GWh)



Consumo de energia elétrica anual (GWh) - estados

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informês mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 à dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Rech Bezerra.

*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra (2022)



Legendas

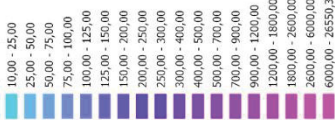
[IBGE] Estados

Unidades Federativas

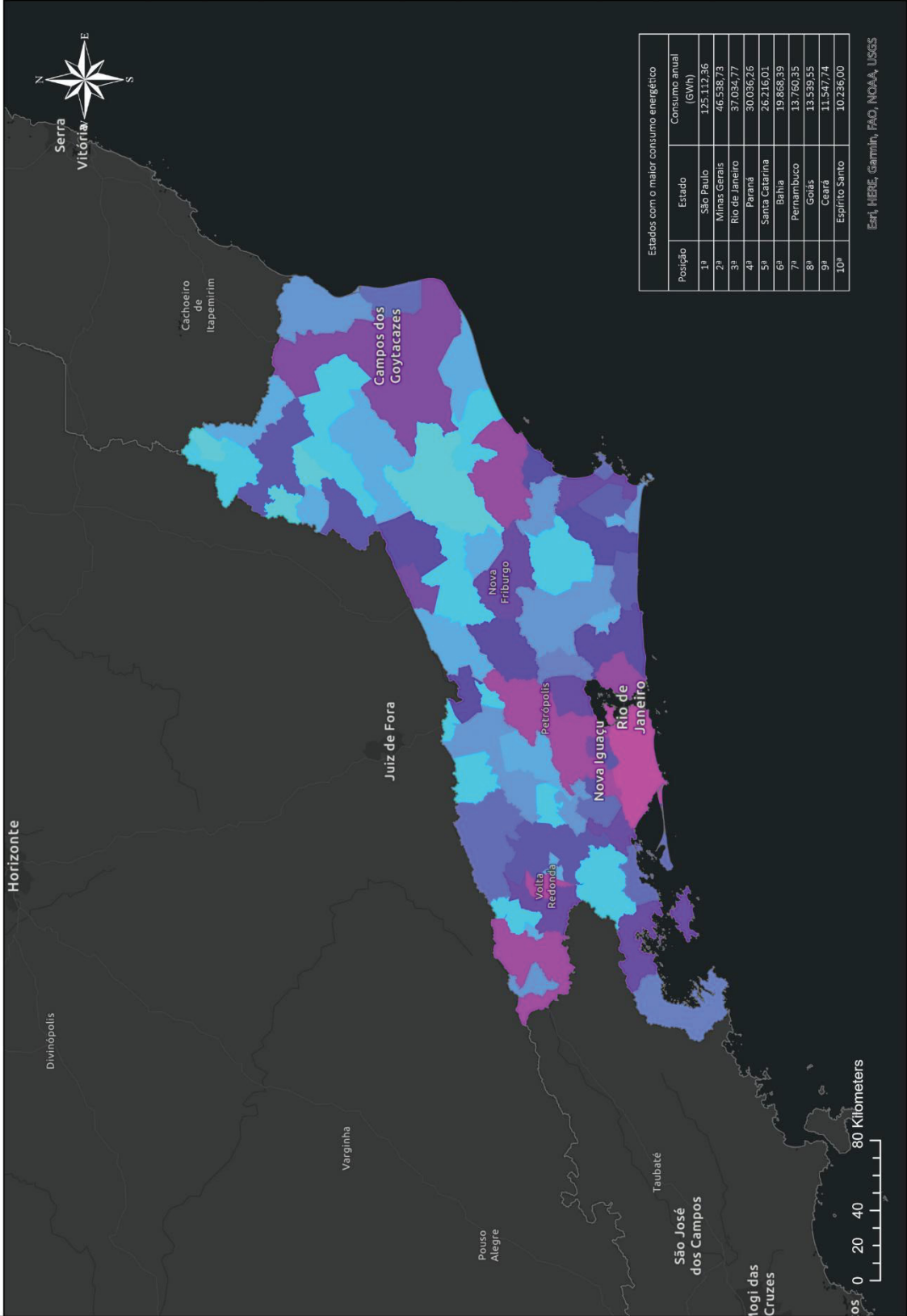
Divisão Estadual

[IBGE/ANEEL] Consumo anual por município

Consumo anual de energia elétrica (GWh)



Consumo de energia elétrica anual no estado do Rio de Janeiro (GWh)



Consumo de energia elétrica anual (GWh) - estados

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informes mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 à dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Rech Bezerra.

*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

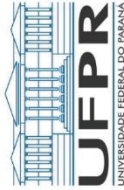
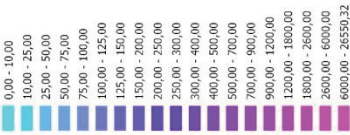


Legendas

[IBGE] Estados
Unidades Federativas

Divisão Estadual

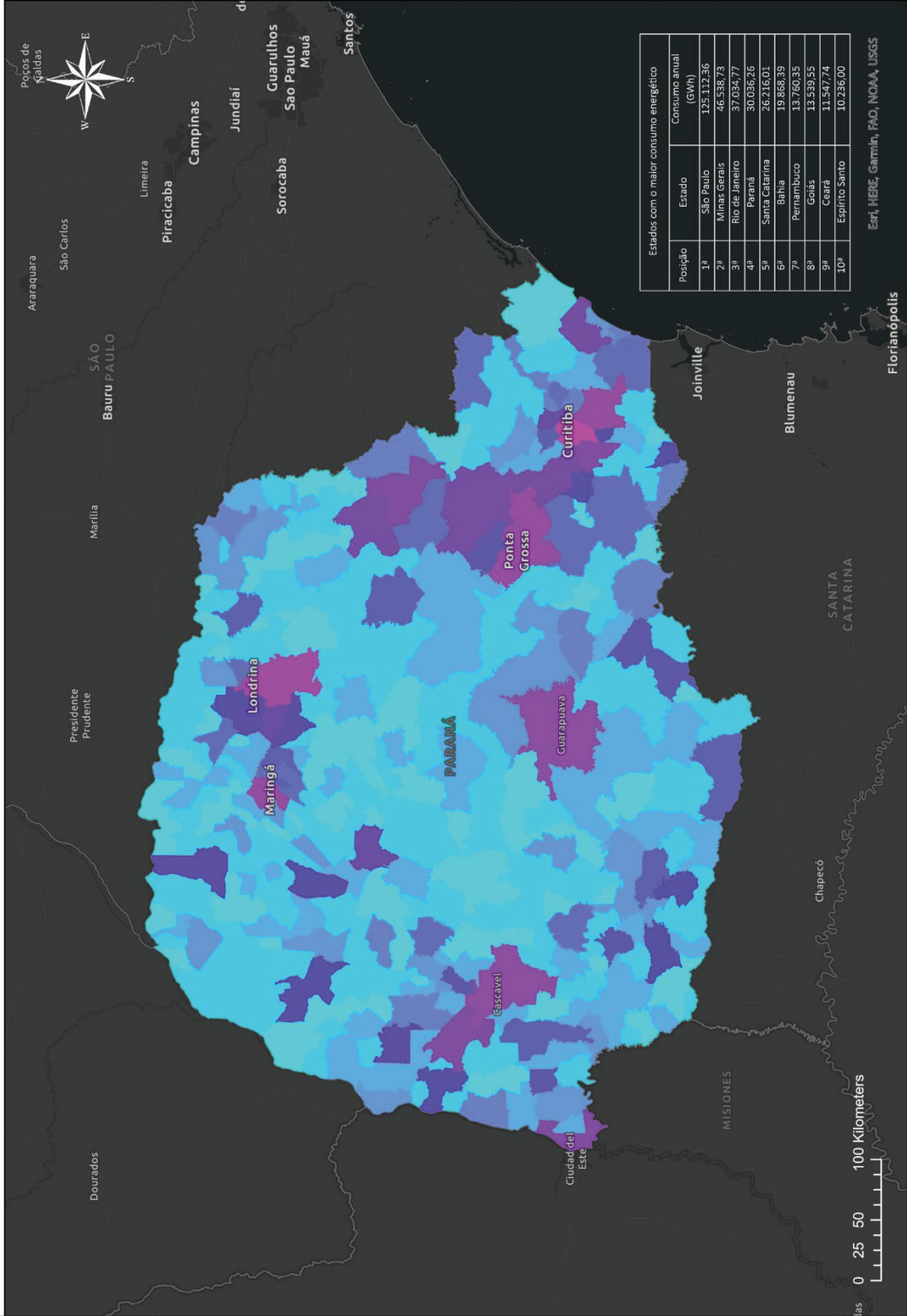
[IBGE/ANEEL] Consumo anual por município
Consumo anual de energia elétrica (GWh)



Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra (2022)

Consumo de energia elétrica anual no estado do Paraná (GWh)



Consumo de energia elétrica anual (GWh) - estados

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informes mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 à dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Rech Bezerra.

*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra (2022)



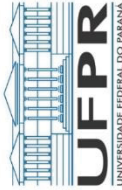
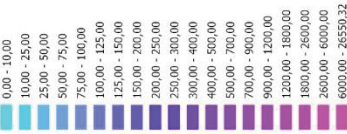
Legendas

[IBGE] Estados

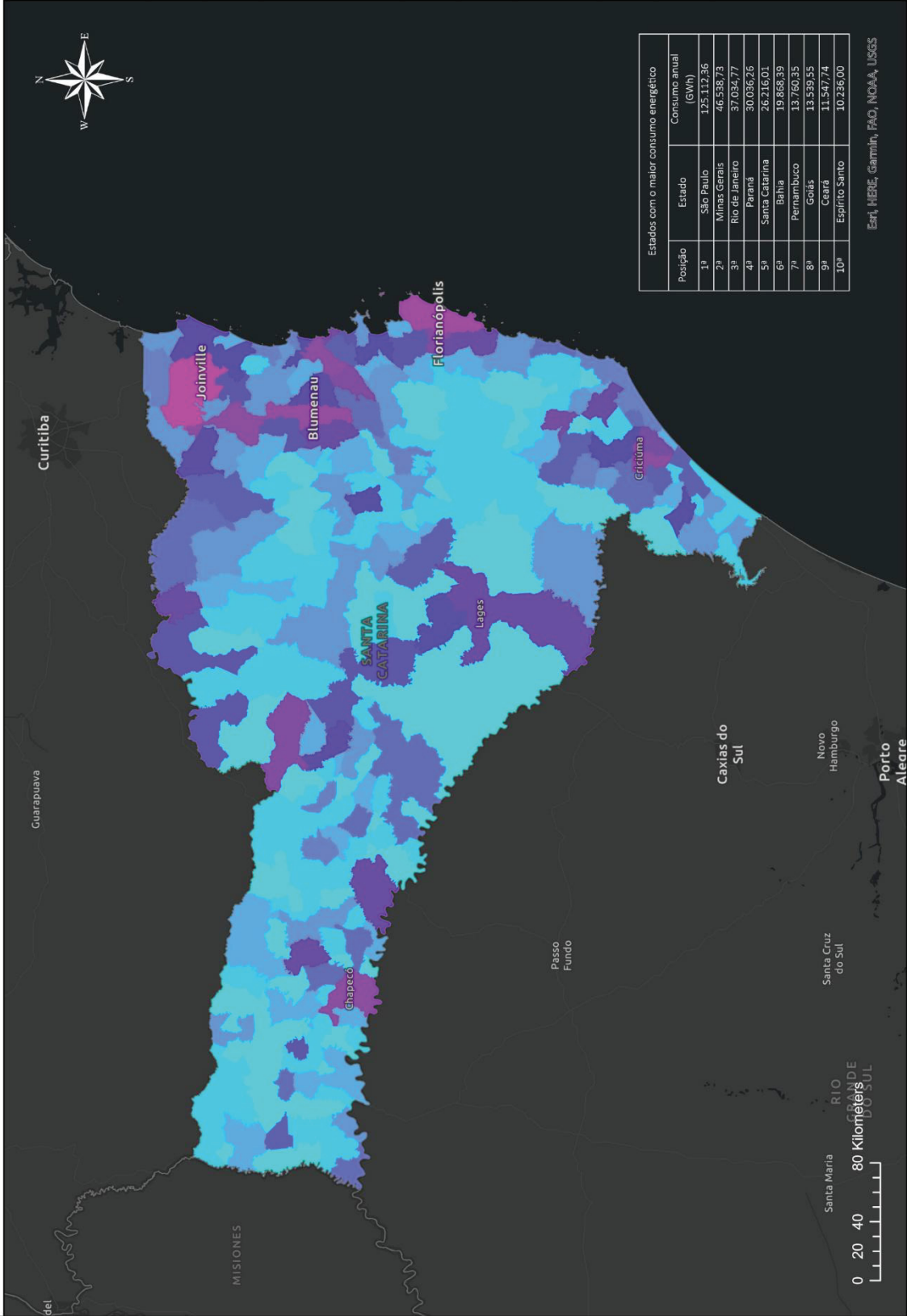
Unidades Federativas

Divisão Estadual

[IBGE/ANEEL] Consumo anual por município
Consumo anual de energia elétrica (GWh)



Consumo de energia elétrica anual no estado de Santa Catarina (GWh)



Estados com o maior consumo energético	
Posição	Estado
1ª	São Paulo
2ª	Minas Gerais
3ª	Rio de Janeiro
4ª	Paraná
5ª	Santa Catarina
6ª	Bahia
7ª	Pernambuco
8ª	Goiás
9ª	Ceará
10ª	Espírito Santo

Elaboração: Paulo Renato Rech Bezerra (2022)

Consumo de energia elétrica anual (GWh) - estados

Nesse mapa, é apresentado o resultado do somatório de consumo de energia elétrica mensal durante o ano de 2019, de cada Unidade Consumidora (UC) do Brasil. Para tal, foram consideradas: 1.681 unidades conectadas em alta tensão, 272.068 unidades conectadas em média tensão e 87.229.191 unidades conectadas em baixa tensão, totalizando 87.502.940 unidades consumidoras (totalizando 1.050.035.280 informes mensais). As informações abrangem os meses de janeiro de 2019 a dezembro de 2019 nos quais foram notada a ausência de disponibilização de informações provenientes da atual RGE SUL e da antiga Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), atual Equatorial Amapá. Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno/pesquisador Paulo Renato Rech Bezerra.

*Foram consultadas 89 distribuidoras, concessionárias ou permissionárias de energia elétrica.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

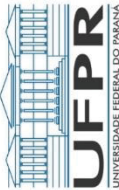
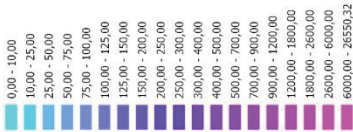
Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra (2022)



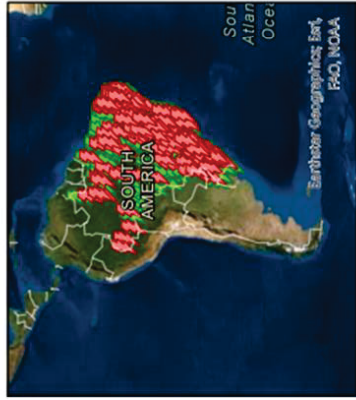
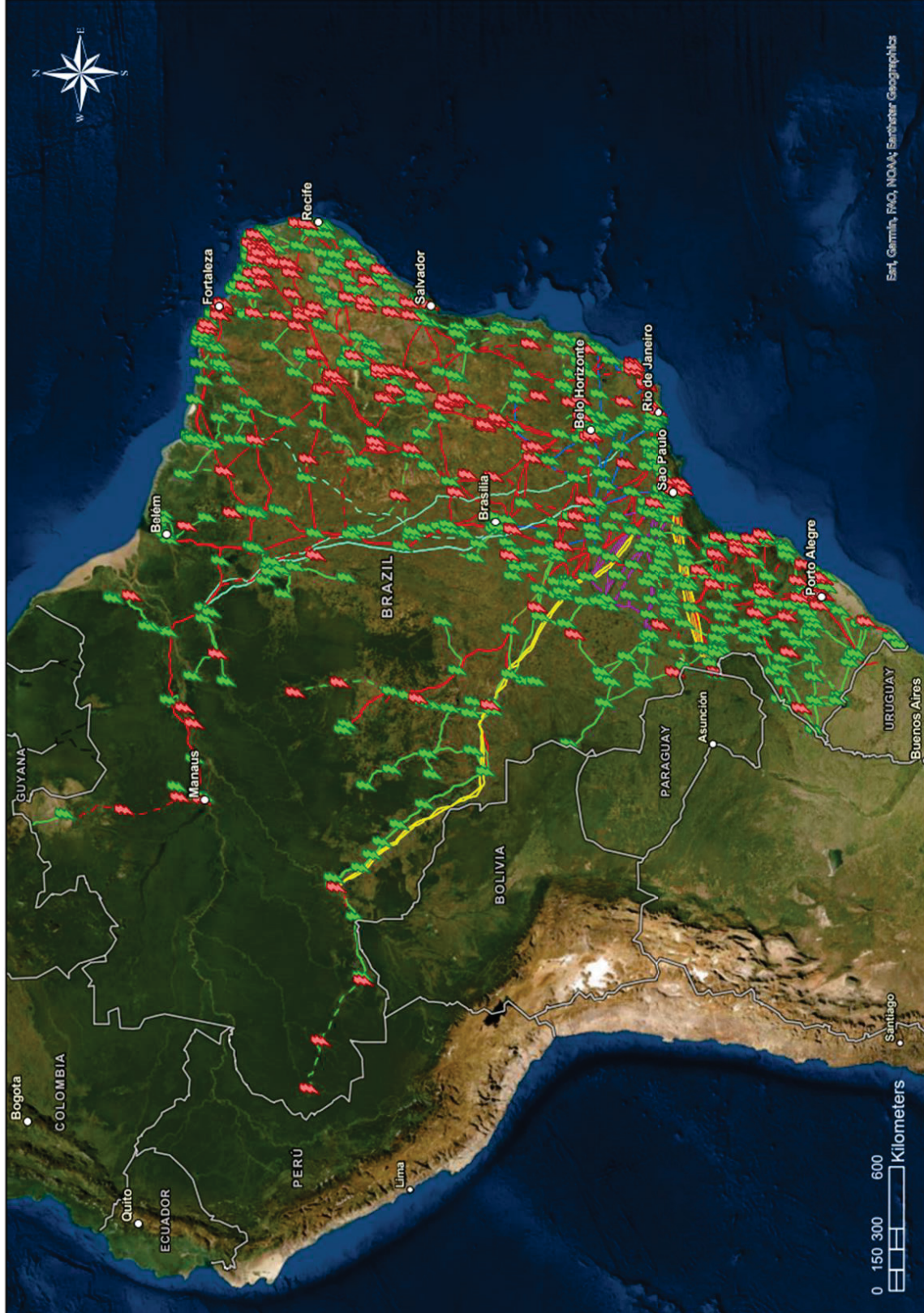
Legendas

[IBGE] Estados
Unidades Federativas
Divisão Estadual

[IBGE/ANEEL] Consumo anual por município
Consumo anual de energia elétrica (GWh)



Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN)



Legenda

[EPE] Subestações da Rede Básica

Fase de implementação

Em operação

Planejadas

[EPE] Linhas de Transmissão

Fase de implementação

Operação - 132kV

Operação - 138kV

Operação - 230kV

Operação - 345kV

Operação - 440kV

Operação - 500kV

Operação - 525kV

Operação - 600kV

Operação - 69kV

Operação - 765kV

Operação - 800kV

Planejadas - 230kV

Planejadas - 345kV

Planejadas - 440kV

Planejadas - 500kV

Planejadas - 525kV

Planejadas - 800kV

Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser compreendido como uma extensa malha de ativos interligados (linhas de transmissão e subestações) que conectam os quatro subsistemas de energia elétrica no Brasil (Sul (S), Sudeste-Centro Oeste (SECO), Norte (N) e Nordeste (NE)). Os ativos existentes no SIN são classificados Rede Básica pura e simples (RB) para ativos iguais ou acima de 230 kV, Demais Instalações de Transmissão (DITC) para potências menores de tensões ou instalação de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs).

Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno Paulo Renato Reche Bezerra.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)

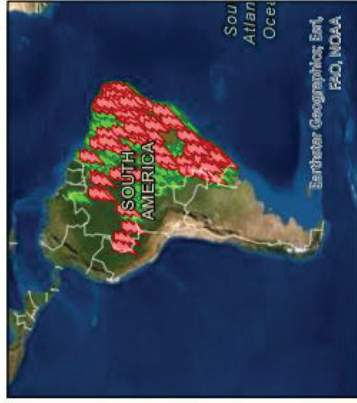
Elaboração:
Paulo Renato Reche Bezerra, 2022



Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN) - Setor de 230kV



Est. Gemlin, FAO, NOAA; Earthstar Geographics



Legenda

[EPE] Subestações da Rede Básica

Fase de implementação

- Em operação
- Planejadas

[EPE] Linhas de Transmissão

Fase de implementação

- Operação - 230kV
- Planejadas - 230kV

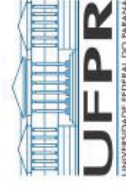
Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser compreendido como uma extensa malha de ativos interligados (linhas de transmissão e subestações) que conectam os quatro subsistemas de energia elétrica no Brasil (Sul (S), Sudeste-Centro Oeste (SECO), Norte (N) e Nordeste (NE)). Os ativos existentes no SIN são classificados Rede Básica pura e simples (RB) para ativos iguais ou acima de 230 kV, Demais Instalações de Transmissão (DITC) para patamares menores de tensões ou instalação de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs).

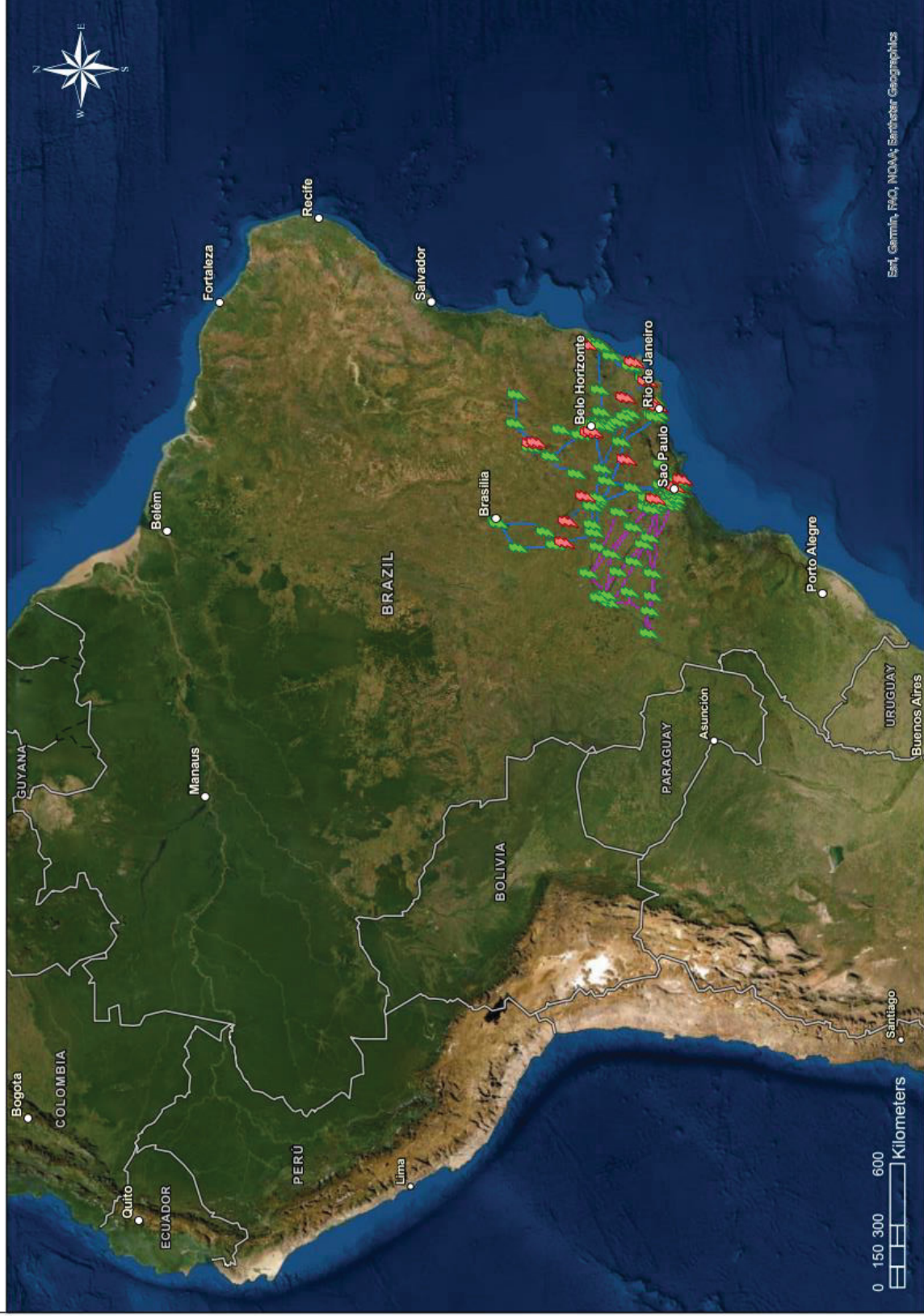
Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno Paulo Renato Rech Bezerra.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)

Elaboração:
Paulo Renato Rech Bezerra, 2022



Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN) - Setor de 345/440kV



Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser compreendido como uma extensa malha de ativos interligados (linhas de transmissão e subestações) que conectam os quatro subsistemas de energia elétrica no Brasil (Sul (S), Sudeste-Centro Oeste (SECO), Norte (N) e Nordeste (NE)). Os ativos existentes no SIN são classificados Rede Básica pura e simples (RB) para ativos iguais ou acima de 230 kV, Demais Instalações de Transmissão (DITC) para potências menores de tensões ou instalação de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs).

Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno Paulo Renato Reche Bezerra.

Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)

Elaboração:
Paulo Renato Reche Bezerra, 2022



Legenda

[EPE] Subestações da Rede Básica

Fase de implementação

- Em operação
- Planejadas

[EPE] Linhas de Transmissão

Fase de implementação

- Operação - 345kV
- Operação - 440kV
- Planejadas - 345kV
- Planejadas - 440kV

Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN) - Setor de 500/525kV



Sistema Interligado Nacional - Rede Básica (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser compreendido como uma extensa malha de ativos interligados (linhas de transmissão e subestações) que conectam os quatro subsistemas de energia elétrica no Brasil (Sul (S), Sudeste-Centro Oeste (SECO), Norte (N) e Nordeste (NE)). Os ativos existentes no SIN são classificados Rede Básica pura e simples (RB) para ativos iguais ou acima de 230 kV, Demais Instalações de Transmissão (DITC) para patamares menores de tensões ou instalação de transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs).

Para a correta interpretação e compreensão, sugere-se a leitura integral da dissertação desenvolvida pelo aluno Paulo Renato Rechete Bezerra.



Legenda

[EPE] Subestações da Rede Básica

Fase de implementação

- Em operação
- Planejadas

[EPE] Linhas de Transmissão

Fase de implementação

- Operação - 500kV
- Operação - 525kV
- Planejadas - 500kV
- Planejadas - 525kV



Fontes:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Environmental Systems Research Institute (ESRI)

Elaboração:
Paulo Renato Rechete Bezerra, 2022