

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

PAULO RENATO RECHE BEZERRA

**NODAL APLICADO A FONTES RENOVÁVEIS E SEUS IMPACTOS
TARIFÁRIOS**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA - PR

2019

PAULO RENATO RECHE BEZERRA

**NODAL APLICADO A FONTES RENOVÁVEIS E SEUS IMPACTOS
TARIFÁRIOS**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. MSc. Álvaro Augusto W. de Almeida

CURITIBA - PR

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

PAULO RENATO RECHE BEZERRA

NODAL APLICADO A FONTES RENOVÁVEIS COM IDENTIFICAÇÃO DO FATOR LOCACIONAL E SEUS IMPACTOS

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 11 de outubro de 2019, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno Paulo Renato Reche Bezerra foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres
Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Alvaro Augusto W. de Almeida
Orientador – UTFPR

Prof. Marcelo Rodrigues
UTFPR

Prof. Gerson Tiepolo
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

Agradecimentos

Agradeço as seguintes pessoas pelo apoio, incentivo e por serem incríveis exemplos que muito me motivaram e continuam me motivando:

- Iamni, André, Antônia e Paulo;
- Luís Gustavo, Willyan, Luiz Rogério, Leandro David e Luiz Fernando;
- César Picco (COPEL) e Denis Jannuzzi (ANEEL).

Resumo

O sistema elétrico brasileiro como um todo demanda, além de diversas disciplinas unidas em um só propósito, uma quantidade massiva de estudos, modelos, programação de operações, políticas públicas etc. Torna-se essencial todo e qualquer estudo que busque universalizar o entendimento do complexo sistema elétrico brasileiro. O presente trabalho busca estudar a formulação teórica e seus impactos para cálculo das tarifas de transporte de energia elétrica (TUST/TUSD). Hoje uma determinada fonte de geração de energia elétrica pode ser classificada de diversas maneiras distintas, dependendo da sua potência, fonte, método de comercialização, tensão de conexão, entre outras.

No primeiro capítulo, é apresentado um panorama do setor elétrico onde é demonstrada a necessidade do estudo sobre o entendimento tarifário. Uma fundamentação teórica é realizada no capítulo seguinte onde fornecerá subsídios para o entendimento e compreensão do capítulo 3.

Concluimos ao final que é interessante realizar os corretos estudos referentes aos custos de conexão e que estes poderão impactar diretamente, tanto negativa quanto positivamente, no OPEX de determinado complexo de geração renovável.

Palavras-chave: energia eólica, energia solar fotovoltaica, energias renováveis, tarifas, cálculo tarifário, tarifa do uso de sistemas de transmissão, tarifa do uso de sistemas de distribuição, modelagem tarifária.

Abstract

The Brazilian electricity system demands, in addition to several disciplines united in one purpose, a massive amount of studies, models, operations programming, public policies, etc. Any study that seeks to universalize the understanding of the complex Brazilian electrical system is essential. The present work seeks to study the theoretical formulation and its impacts for the calculation of electricity transportation tariffs (TUST / TUSD). Today a particular source of electricity generation can be classified in many different ways, depending on its power, source, marketing method, connection voltage, among others.

In the first chapter, an overview of the electricity sector is presented where demonstrate the need for tariff study and understanding. A theoretical foundation is made in the next chapter where it will provide insights for the understanding and understanding of chapter 3.

We concluded at the end that it is interesting to carry out the correct studies regarding connection costs and that they may directly impact, both negatively and positively, on the OPEX of a given renewable generation complex.

Keywords: wind energy, photovoltaic solar energy, renewable energy, tariffs, tariff calculation, transmission system usage tariff, distribution system usage tariff, tariff modeling.

LISTA DE SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CP	Consulta Pública
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS - EER	Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PET/PELP	Programa de Expansão da Transmissão / Plano de Expansão de Longo Prazo
PEE	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética
PNE	Plano Nacional de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
TF SEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	TEMA	10
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	11
1.3	JUSTIFICATIVA	12
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	12
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	13
2.2	SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA.....	17
2.3	ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	19
2.4	METODOLOGIA NODAL	21
2.5	O PROGRAMA NODAL	24
3	CÁLCULO TARIFÁRIO PARA RENOVÁVEIS	27
3.1	DEFINIÇÕES DAS FONTES RENOVÁVEIS	27
3.2	PARÂMETROS DE ENTRADA.....	31
3.3	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	34
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
4.1	ANÁLISE DE RESULTADOS CONJUNTOS.....	37
4.2	CONCLUSÕES FINAIS.....	39
4.3	ATIVIDADES FUTURAS	40
	REFERÊNCIAS	41

1 INTRODUÇÃO

“O Setor Elétrico Brasileiro é único”. Ao realizar esta afirmativa, o ex-Diretor de Engenharia e ex-Presidente da Eletrobrás, Valter Cardeal de Souza, em evento na ANEEL (2015) indica que o setor deve ficar atentos às tecnologias e aos modelos existentes em outros países mas, uma solução comprovada e eficiente em um país ligeiramente menor e com características não semelhantes ao Brasil, não irá resultar certamente em uma solução comprovada e eficiente em nosso amplo território, este considerado de dimensões continentais, segundo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2019).

Em termos numéricos, em 2018 existiam uma extensão em operação de 131.922,00 km de linhas de transmissão segundo Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR 2019-2023). Em comparação a outros países, o sistema brasileiro é quase três vezes mais extenso que o sistema de transmissão espanhol, o qual possui 44.208,00 km de linhas de transmissão (dados de 2018 da *Red Eléctrica de España*, concessionária que possui maioria absoluta do sistema de transmissão espanhol). Retornando ao Brasil, ainda segundo o PAR 2019-2023, possuímos 37.359,00 km de linhas de transmissões já contratadas, chegando ao patamar de 169.281,00 (mais que o triplo de Espanha¹ e Portugal² juntos).

Portanto torna-se um grande desafio, no qual demanda soluções inovadoras todo e qualquer trabalho desenvolvido no setor elétrico brasileiro. Não somente o planejamento da expansão, mas toda a cadeia produtiva do setor elétrico brasileiro demanda soluções inovadoras onde existe um grande leque para desenvolvimento de novas pesquisas, estudos e tecnologias.

Neste contexto, e considerando as discussões da agenda binomial 2019-2020 da ANEEL, pode-se limitar o nosso espectro aos assuntos que estão sendo discutidos pela sociedade técnica e que o governo, por meio de sua agência reguladora, decidiu sobre quais assuntos sofrerão atualização e validação de novas práticas. Estas discussões, segundo a ANEEL e por meio de suas audiências públicas, resultam em futuras notas técnicas nas quais regem o funcionamento do sistema elétrico brasileiro.

¹ www.ree.es, acessado em 10 de janeiro de 2019.

² www.erse.pt, acessado em 10 de janeiro de 2019.

Nestas audiências são colocadas à apreciação da população uma minuta de norma para recolhimento de críticas e sugestões, segundo a agência. Portanto torna-se uma vantagem estratégica possuir o conhecimento destes assuntos para a correta tomada de decisões das empresas que atuam no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Estas decisões visam a melhoria contínua do SEB sempre com o viés da otimização de sistemas, redução de perdas e modicidade tarifária.

Este trabalho irá tratar de um destes assuntos em discussão na ANEEL, o qual reflete diretamente em impactos na atual audiência pública 001/2019 na qual possui a prerrogativa para obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012 e posterior nº 687/2015). Este trabalho também irá refletir em assuntos referentes à audiência pública 016/2019 na qual busca-se obter subsídios para o aprimoramento da Primeira Revisão Periódica da Receita Anual Permitida (RAP). Neste último caso, a concessionária no objeto é a Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. mas o comportamento desta revisão e metodologia de análise será semelhante ao que acontecerá com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) em sua revisão de RAP. Outra audiência recente em que este trabalho também possuirá reflexões é a audiência 010/2019 cujo objeto é obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP ofertada dos contratos de concessão relativos a empreendimentos licitados com data de revisão a vigorar a partir de 1º de julho de 2019, tema semelhante mas com outras prerrogativas propostas da AP 016-2019.

1.1 TEMA

O tema principal deste trabalho é realizar diversas análises de impacto tarifário em diferentes regiões geográficas brasileiras com diferentes fontes energéticas renováveis. Busca-se analisar diversos pontos de conexão ao sistema de transmissão ao realizar diversas simulações tarifárias referentes às Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão de Rede Básica (TUSTrb) e Tarifas do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) com injeção de potência no ponto de conexão.

Após estas simulações, são apresentados os cenários e impactos econômicos referentes às diversas simulações bem como a economia, ou não, identificada na alteração dos parâmetros de entrada do programa.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Inicialmente, busca-se responder dúvidas levantadas sobre custos tarifários de conexões em diferentes projetos de energias renováveis e seus impactos. Estas tarifas, por representarem forte impacto no retorno financeiro do grupo investidor, tornam-se extremamente importantes já na etapa de projeto básico e início de formulação do CAPEX do parque gerador. Onde divergências de poucos centavos poderão inviabilizar financeiramente um projeto de geração a longo prazo. Estas divergências existentes entre cálculo estimado e cálculo realizado pela concessionária de transmissão local, validado pela agência reguladora nacional para remuneração paga à concessionária através da TUST e TUSD, nas quais deverão ser minimizadas ao máximo.

Esta modulação foi discutida no âmbito da transmissão em 2015, onde a ANEEL disponibilizou o programa NODAL para cálculo tarifário referente ao uso de sistemas de transmissão. Este mesmo programa foi atualizado em junho de 2018 para a versão Nodal v5.3. No âmbito da distribuição, uma nova formulação de cálculo está sendo discutida através da audiência pública nº 001/2019 comentada anteriormente.

O principal objetivo deste estudo é analisar os diferentes pontos de conexão ao sistema de transmissão/distribuição no Brasil com diferentes fontes renováveis. Ao analisar seus impactos financeiros e realizar um paralelo com os informes de expansão planejados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE-2027), disponibilizados em última versão pelos estudos desenvolvidos no conjunto de esforços da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME) em 2018, busca-se identificar o fator locacional da região concluindo em uma análise mais abrangente do comportamento dos custos de conexão.

Identificando o fator locacional, pode-se criar um *ranking* das melhores localizações as quais possuirão as menores tarifas de conexão ao SIN. Estes projetos terão maior competitividade em relação aos demais por apresentarem melhores taxas de retorno ao investimento realizado.

Não somente do viés econômico do grupo investidor, mas uma clareza maior sobre as questões tarifárias é continuamente exigida pelos consumidores cativos e livres à todas as concessionárias em âmbito nacional. Um entendimento melhor da população acerca das questões tarifárias poderá contribuir para uma adequação no modelo de investimento de retorno e melhores ajustes no cálculo da RAP atualmente praticado.

1.3 JUSTIFICATIVA

Conforme citado acima, existe a necessidade de entendimento tarifário para todos os agentes participantes do setor elétrico brasileiro. Visto que o principal agente que participa deste cenário é o consumidor cativo, ele torna-se a prioridade deste estudo. As duas principais justificativas deste estudo são: levar ao consumidor cativo o entendimento real de uma parcela da tarifa paga por ele e levar ao investidor o entendimento sobre o comportamento do fator locacional e de como o seu projeto poderá responder no âmbito dos custos de conexão ao SIN.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste trabalho foi feita uma revisão breve e introdutória sobre o funcionamento do SEB, quais suas principais funções e quais órgãos públicos realizam quais trabalhos dentro do sistema. Na seqüência é apresentado os questionamentos e problematizada a questão tarifária nacional. Após estes questionamentos, é realizada uma introdução ao programa de cálculo tarifário Nodal e sua estrutura lógica, parâmetros e modelos de cálculo

Realizada a introdução ao programa, foi realizada a decisão de quais locais no território nacional participarão do estudo e suas considerações com o SIN atualmente construído com base em informações de potencial energético existentes.

Com os locais geográficos determinados, foi realizada a simulação do cálculo tarifário para as fontes renováveis eólica e solar. Neste estudo foi excluída a fonte térmica da biomassa por entender que as plantas de geração estão próximas às fazendas e locais de geração de combustível renovável, sendo sua localização geográfica possuir maior limitação se comparada com as outras fontes renováveis. A

geração hídrica por diversas decisões da ANEEL não é hoje considerada uma fonte alternativa renovável competitiva e sua participação reduz a cada novo Leilões de Energia Nova, organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Segundo reconhece o próprio órgão, a geração hidráulica atravessa momentos de baixa competitividade devido ao cenário atual de afluência e a baixa atratividade financeira em seus projetos. Conforme também aponta um artigo publicado pela advogada Gleyse Gulin, diretora da Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRAPCH):

o mercado da expansão da geração hídrica aguarda novas movimentações do governo para fomentar os projetos de geração hídrica. Não somente a ABRAPCH, mas outras empresas do setor sinalizaram esperança na promessa de criação de incentivos ao setor como um todo e desburocratização do licenciamento ambiental de unidades geradoras de fonte hídrica que, não raramente, aguardam um prazo de 10 anos para obtenção das licenças necessárias para instalação, segundo indica a ABRAPCH (2019)³.

Com este cenário de aguardo e não entrando com força competitiva no mercado atual, a fonte hidráulica é sim uma fonte energética renovável e que também possui uma ampla quantidade de características positivas, mas não estará presente no escopo deste estudo com estas considerações apontadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O atual SEB é regulado por diversos órgãos públicos onde cada um possui uma função essencial para o desenvolvimento do setor com a correta expansão da geração buscando sempre a modicidade tarifária para o consumidor cativo e expansão sustentável do setor.

Segundo ANEEL (2019), somente cerca de 2% do país não está conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), esta pequena parcela da população encontra-se

³ www.abrapch.org.br, acessado em 10 de janeiro de 2019.

na forma de sistemas isolados de energia, predominantemente existentes no estado do Amazonas e Roraima. O restante do país está conectado na malha de redes de transmissão de energia existente no SIN, onde atualmente é dividido em quatro subsistemas interligados entre si, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte.

A imagem abaixo, pode-se verificar a rede básica de transmissão de energia existente e as subestações de energia elétrica existentes no SIN.

Imagem 1 – Sistema Interligado Nacional – Rede Básica Existente no Brasil.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), segundo informações do próprio órgão, possui como principais atribuições: (a) regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, (b) fiscalizar diretamente, ou por meio de convênios, as concessões, permissões e serviços de energia elétrica, (c) implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica, (d) estabelecer tarifas e revisões tarifárias, (e) dirimir as divergências entre os participantes do setor elétrico nacional, incluso todos os consumidores e (f) promover as atividades outorgas de concessão,

permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal⁴.

Torna-se, portanto, o órgão que possui maior competência para gerir e garantir que o planejamento da expansão da geração aconteça de fato. Segundo ainda comenta a própria agência, sua principal missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL, segundo demonstra o site oficial do ONS. Ainda segundo informa o órgão, seus principais objetivos, de maneira resumida, são: (a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, (b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória e (c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras⁵.

De maneira sucinta, o ONS é responsável por ordenar o despacho de geração de todas as usinas do Brasil. Através do Programa Mensal da Operação (PMO) é posto em prática as simulações e otimizações de despachos do SIN. Também é função deste órgão os trabalhos realizados no Programa de Resposta da Demanda, que reduz a carga de consumidores previamente habilitados visando redução de despacho termoelétrico e aumento da confiabilidade do SIN garantindo contribuição à modicidade tarifária, segundo próprio ONS informa em seu site oficial.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

⁴ www.aneel.gov.br, acessado em 10 de janeiro de 2019.

⁵ www.ons.org.br, acessado em 10 de janeiro de 2019.

Cabe à CCEE o extenso trabalho de contabilização e gestão de todos os contratos de energia firmados entre geradores, transmissores, distribuidores e consumidores de energia elétrica. Além de apurar infrações e calcular as penalidades, é responsabilidade do órgão fazer toda a gestão de contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Mas a principal função da CCEE é realizar, efetuar a liquidação financeira e gerir todos os Leilões de Energia Nova/Reserva para os mercados de curto e longo prazo existentes no Brasil. Desta forma, a CCEE auxilia tanto a ANEEL quanto a EPE na efetivação de fato da expansão do parque gerador nacional sempre com as premissas da isonomia, transparência e confiabilidade⁶.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética possui como principal foco a realização de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, não somente de fontes renováveis como também direcionar estudos para fontes de petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis⁷. Segundo informa o órgão, seus estudos iniciam a partir das diretrizes definidas no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e das diretrizes alinhadas pelo Ministério de Minas e Energia.

Os principais estudos realizados pela EPE e que será indicado nesta monografia são referentes ao Programa de Expansão da Transmissão / Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP), o Plano Nacional de Energia (PNE 2030 e PNE 2050) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2027). Nestes quatro principais estudos, a EPE busca alinhar o desenvolvimento da expansão do SEB com a expansão e desenvolvimento da indústria nacional em conjunto com as projeções de crescimento do país.

Ministério de Minas e Energia (MME)

⁶ <http://www.ccee.org.br>, acessado em 10 de janeiro de 2019.

⁷ <http://www.epe.gov.br>, acessado em 10 de janeiro de 2019.

O Ministério de Minas e Energia é um órgão da administração federal direta onde representa a União como Poder Concedente e formulador de políticas públicas nos seguintes segmentos: (a) geologia, recursos minerais e energéticos, (b) aproveitamento da energia hidráulica, (c) mineração e metalurgia e (d) petróleo, combustível e energia elétrica (inclusa nuclear), segundo informa o site oficial do órgão.

Cabe, portanto, ao MME direcionar o crescimento do setor elétrico brasileiro. Estão vinculados diretamente ao MME a ANEEL, EPE, Eletrobrás, Agência Nacional do Petróleo (ANP), Petrobras, Agência Nacional de Mineração (ANM) e diversas outras agências em diferentes setores⁸.

2.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

O sistema de transmissão de energia no Brasil com o progresso da tecnologia computacional e novas metodologias na coleta de dados, evoluiu em larga escala dentro do cenário nacional, segundo comenta os estudos associados ao plano decenal de expansão de energia – transmissão de energia elétrica (EPE, 2019). A expansão dos sistemas de transporte de energia elétrica no Brasil é auxiliada e calculada com uma série de programas, o ONS realiza uma série de estudos em paralelo com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e ANEEL, através dos ciclos do PAR (Plano de Ampliações e Reforços), NHX, ANAREDE, ANAFAS, PLANTEC, FLUTOP etc. No cenário de cálculos e análises tarifárias existem, dentre outros no mercado privado, os programas NEWAVE, DECOMP, DESSEM, CONFINT e disponibilizado em 2015 e atualizado em 2018 pela ANEEL, o programa NODAL.

Antes de apresentar o programa específico para cálculo das tarifas de transporte de energia elétrica, é importante atentar a algumas definições e classificações do sistema de transmissão de energia elétrica. O atual sistema elétrico possui diversas tarifas nas quais buscam remunerar os investimentos das empresas detentoras dos ativos no setor. Remunera-se uma unidade geradora através da compra da energia gerada por ela, por exemplo. A remuneração das empresas que constroem e operam os ativos de transmissão de energia é dada pelo montante

⁸ <http://www.mme.gov.br>, acessado em 10 de janeiro de 2019.

recolhido através das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), para rede básica e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para as redes de distribuição.

O sistema de transmissão no Brasil é dividido em dois grandes grupos: Rede Básica e Rede de Distribuição. Segundo Resolução Normativa nº 67/2004 (REN 67/2004) da ANEEL na qual estabelece critérios para composição da Rede Básica do SIN, integram a Rede Básica as instalações de transmissão que atenda aos seguintes critérios:

- 1- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
- 2- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário a partir de julho de 2004.

Exclui-se, portanto, todas as instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais, linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica. As instalações abaixo de 230 kV participam da Rede de Distribuição nacional.

Este entendimento torna-se importante pois a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) será constituída por duas componentes, conforme indica a REN 67/2004:

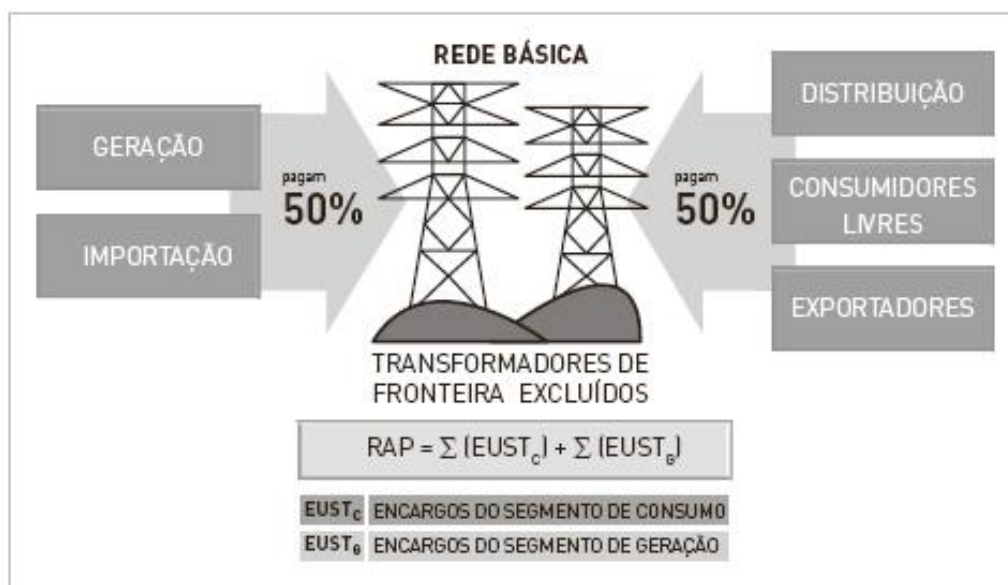
- 1- TUST(rb): aplicável a todos os usuários do SIN; e
- 2- TUST(fr): aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas acima, em caráter exclusivo ou compartilhado.

Atualmente, as regras que definem o cálculo da remuneração para as empresas que atuam no setor de transmissão estão definidas através da Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 e são reajustadas anualmente conforme o cálculo da Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é definida, segundo ANEEL, como a

remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Esta remuneração busca manter a operação, manutenção, expansão e otimização dos sistemas de transmissão. Este cálculo está alinhado com o que preconiza a REN 666/2015 que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, na forma de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) para os devidos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

A RAP é rateada por todos os usuários da rede, geradores, distribuidores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica. A imagem abaixo, segundo demonstrado por Alice Azevedo e Lenilson Mattos (2012), informa de uma maneira visual e de fácil compreensão a formação e pagamento da RAP.

Imagem 2 – Alocação da RAP por geração e consumo.



Fonte: Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil.

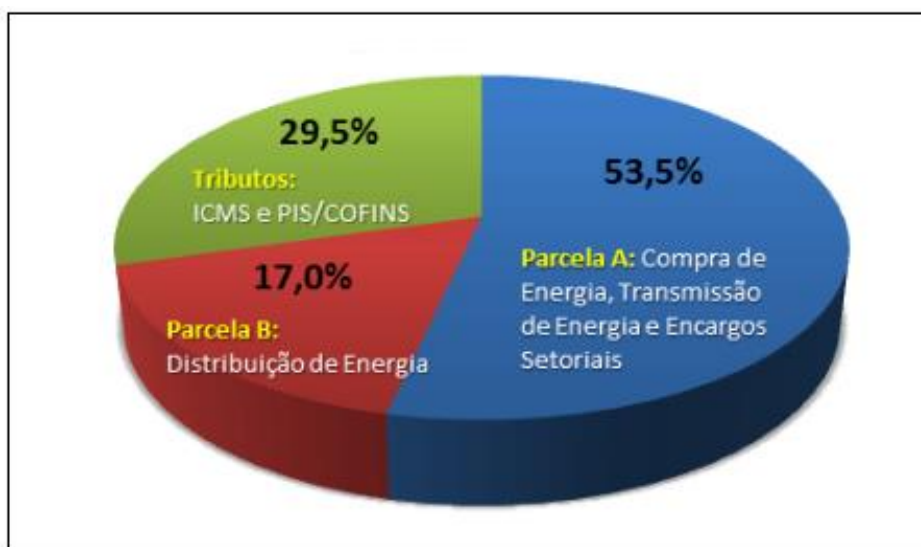
2.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Um dos diversos desafios existentes hoje no setor elétrico nacional é conciliar

a modicidade tarifária com a sua expansão sustentável. A principal justificativa das revisões tarifárias, dos estudos de TUST e TUSD e do correto planejamento tarifário de novos projetos é a correta remuneração dos investidores com os menores desvios entre calculado e verificado.

Além das tarifas calculadas pela ANEEL, na esfera nacional, o Governo Federal, Estadual e Municipal insere no valor da tarifa a cobrança do PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. O valor final da tarifa poderá ser entendido como demonstra a imagem da ANEEL, separando em duas parcelas mais tributos. A Parcela “A” referente à compra efetiva da energia, custo de transmissão e encargos setoriais. A parcela “B” é referente somente ao custo de distribuição e a terceira parcela da conta de energia são os tributos conforme comentado anteriormente, conforme imagem abaixo.

Imagem 3 – Composição tarifária.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019.

Estendendo o entendimento da Parcela “A” os encargos setoriais são definidos como custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias e instituídos por Lei. O entendimento completo é descrito nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, aprovado pela ANEEL segundo REN nº 435/2011. Nestes procedimentos, o módulo 5 trata sobre a descrição dos encargos setoriais. Os encargos que incidem sobre a Parcela “A” são os seguintes.

Tabela 1: encargos setoriais incidentes na Parcela “A”.

Encargo	Módulo 5	Último Ato Regulatório
PROINFA	Submódulo 5.3	REN nº 515/2012
CFURH	Submódulo 5.9	REN nº 509/2012
ESS-EER	Submódulo 5.4	REN nº 837/2018
TFSEE	Submódulo 5.5	REN nº 723/2016
PEE	Submódulo 5.6	REN nº 830/2018
ONS	Submódulo 5.8	-

Fonte: ANEEL, 2019.

Importante lembrar que estes custos, em certa medida como reafirma a ANEEL, escapam à vontade ou gestão da distribuidora.

Estes descontos são aplicados conforme os quatro principais parâmetros: 1 – tipologia da energia comercializada, caracterizada pelo tipo de empreendimento (energia especial/não especial e convencional/incentivada); 2- potência de injeção na rede de transmissão/distribuição; 3 – data de entrada de operação e 4- modelo de contrato. Estas determinações são especificadas através da Lei nº 9.472/1996 com posteriores edições, uma delas sendo a REN 745/2016 da ANEEL.

2.4 METODOLOGIA NODAL

Para cálculo das tarifas de transporte de energia, o Brasil utiliza a metodologia nodal. Segundo Azevedo; Mattos (2012), a metodologia de cálculo para custos de transmissão, na tentativa de definir regras claras e mais adequadas para a precificação no Brasil, foi comparada à metodologia em outros países, conforme indicado abaixo:

Tabela 2: encargos setoriais incidentes na Parcela “A”.

Países	Metodologias
Argentina	Tarifação nodal
Bolívia	Tarifação nodal
Chile	Tarifação nodal, baseada em CMCP
Colômbia	Tarifação nodal, baseada em CMLP
Peru	Tarifa selo
EUA (Califórnia)	Tarifação zonal, encargo pelo congestionamento das interligações
Austrália	Tarifa selo (70%) e MW-milha (30%)
Inglaterra	Tarifação nodal, sinal locacional baseada em CMLP mais parcela selo
País de Gales	Tarifação nodal, sinal locacional baseada em CMLP mais parcela selo
Noruega	Tarifa selo e encargo nodal, baseado em CMCP, no congestionamento

Fonte: Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil.

Segundo Azevedo; Mattos (2012), a finalidade das instalações de transmissão é o transporte por atacado da energia elétrica entre as usinas geradoras e os centros de consumo. O critério adotado parte da premissa que cada usuária, carga ou geração responda individualmente pelos custos que provoca na rede de transmissão, existindo deste modo uma TUST para cada ponto de conexão na rede básica.

Para obtenção da tarifa na barra, a modelagem nodal utiliza a seguinte equação para simulação de injeção de potência na barra e posterior cálculo de tarifa desta injeção:

$$\beta_{LB} = \frac{dF_L}{dI_B}$$

Onde:

β_{LB} = fluxo incremental resultante na instalação L devido ao incremento da geração na barra;

dF_L = fluxo de potência na instalação L; e

dI_B = potência injetada ou retirada na barra.

Segundo Azevedo; Mattos (2012), esta equação identifica a variação de fluxos incrementais nas linhas e nos transformadores da transmissão com a adição de 1 MW de carga ou geração na barra, conforme orienta a seguir:

A partir desses fluxos incrementais, usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga em cada barra do sistema – que definirá o preço nodal da barra, em R\$/MW, isto é, o investimento que seria acarretado (ou evitado) pela injeção de 1 MW de potência na barra B é calculado por meio da equação chamada de parcela locacional da tarifa (AZEVEDO; MATTOS, 2012, p. 4).

Esta equação, segundo orienta a REN 559/2013 é definida como:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{Linhas} \beta_{Lb} \times Cust_L \times Carr_L$$

Onde:

π_b = tarifa nodal da barra b;

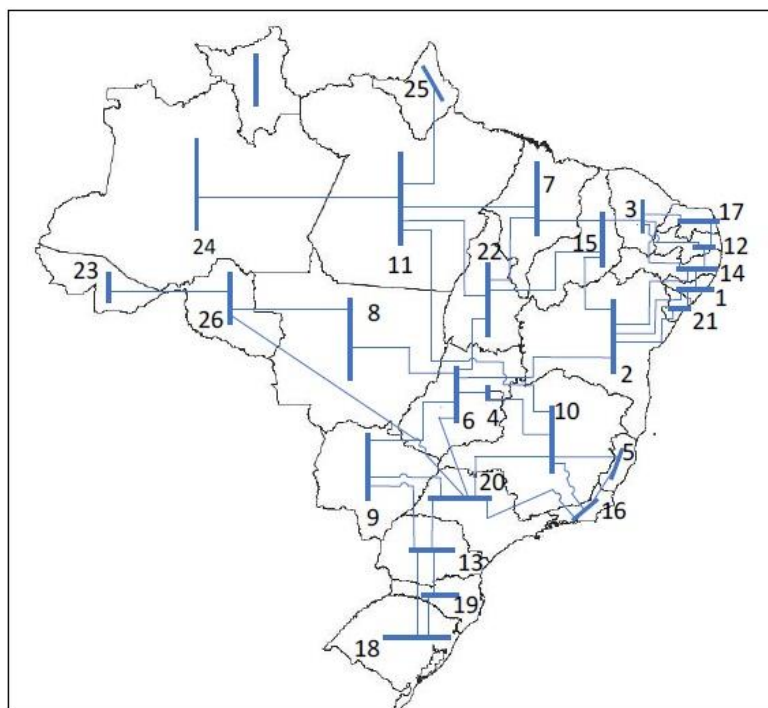
β_{Lb} é a sensibilidade da instalação L em relação à barra b;

$Cust(L)$ = custo unitário da instalação L; e

$Carr(L)$ = fator de carregamento da instalação L

O sistema para calcular tarifas nodais demanda uma necessidade de definição de barra única para o sistema, onde serão compensadas as diversas injeções das demais barras da Rede Básica do SIN. A barra que representa o comportamento regional é denominada como ‘barra de referência’, conforme demonstrado abaixo.

Imagem 4 – Simplificação do SIN – Rede Brasil.



Fonte: ANEEL, 2018.

O critério para despacho, segundo ANEEL, é definido conforme representação virtual dos submercados de energia, que são subdivisões da rede cujas fronteiras são

definidas em função de importantes restrições de transmissão (AZEVEDO, MATTOS, 2012). É considerado o balanço carga-geração por submercado onde o despacho respeita sempre o limite superior do MUST contratado, segundo Azevedo; Mattos (2012).

Com o entendimento desta divisão virtual do sistema, ao realizarmos as simulações pode-se verificar a existência e estimar a influência do fator locacional para cada região. Este fator busca beneficiar, por meio de menores valores tarifários, as injeções de potência na rede básica em regiões em que o gasto de seus equipamentos elétricos seja menor se comparado à outras regiões. Em tese, em regiões onde já existem no local um grande polo consumidor e uma infraestrutura já desenvolvida, a ANEEL reduz seus custos com o SIN ao não ser necessário realizar diversas obras estruturantes para atendimento de determinada injeção de potência.

O somatório das cargas dos subsistemas deve ser equivalente aos seus MUSTs contratados e caso haja falta no atendimento da carga por parte de um submercado, este é compensado com o intercâmbio do submercado vizinho que possua maior folga de MUST existente no momento de atendimento da carga.

2.5 O PROGRAMA NODAL

A ANEEL através do programa NODAL – Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico, em sua versão 5.2, de junho de 2015 com última atualização disponibilizada pela REN 2409/2018 de junho, aprovou a base de dados para os cálculos da TUST para o ciclo tarifário de 2018—2019 sendo disponibilizado também o ciclo tarifário planejado até o horizonte do biênio 2025-2026.

Deste modo, segundo orienta a última versão disponível do NODAL, a Tarifa de Uso do Sistema é constituída de três componentes:

- (a) TUST(rb): aplicável a todos os usuários do SIN levando em conta as parcelas da Receita Anual Permitida associadas às instalações de transmissão, e calculadas de acordo com a metodologia descrita na REN 559/13, com parcelas ponta e fora ponta.

- (b) TUST(fr): aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações descritas na REN 067/04, em caráter exclusivo ou compartilhado, sendo obtida a partir do rateio das parcelas da RAP pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratados pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, com parcelas ponta e fora ponta.
- (c) TUSD(g): aplicável a todos os geradores usuários das redes de distribuição e redes compartilhadas e calculadas de acordo com a metodologia descrita na REN 349/09. (MANUAL DO USUÁRIO, ANEEL 2015).

Segundo metodologia e tipologia do empreendimento, existem mais de 15 metodologias de cálculo para diferentes TUST/TUSD. Cabe o estudo correto e definição exata do tipo de empreendimento para a escolha correta do cálculo tarifário que será definido para o empreendimento em si. Abaixo indico, segundo Manual do Usuário Nodal v5.3 as possibilidades de cálculos existentes:

Tabela 3: Tarifação conforme tipologia do empreendimento.

Tarifação do Uso da Transmissão

TUST(rb) Nodal de geração (sem ajuste)
 TUST(rb) Nodal de carga (sem ajuste)
 TUST(rb) Nodal de carga (com ajuste)
 TUST(rb) Nodal de geração (com ajuste)
 Usinas com variação na capacidade instalada
 Usinas com TUST(rb) definidas em leilão de energia
 Usinas com TUST(rb) estabilizadas
 TUST(rb) de Centrais Geradoras
 TUST(rb) de Distribuidoras
 TUST(fr) Nodal
 TUST(fr) de Distribuidoras

Tarifação do Uso da Distribuição

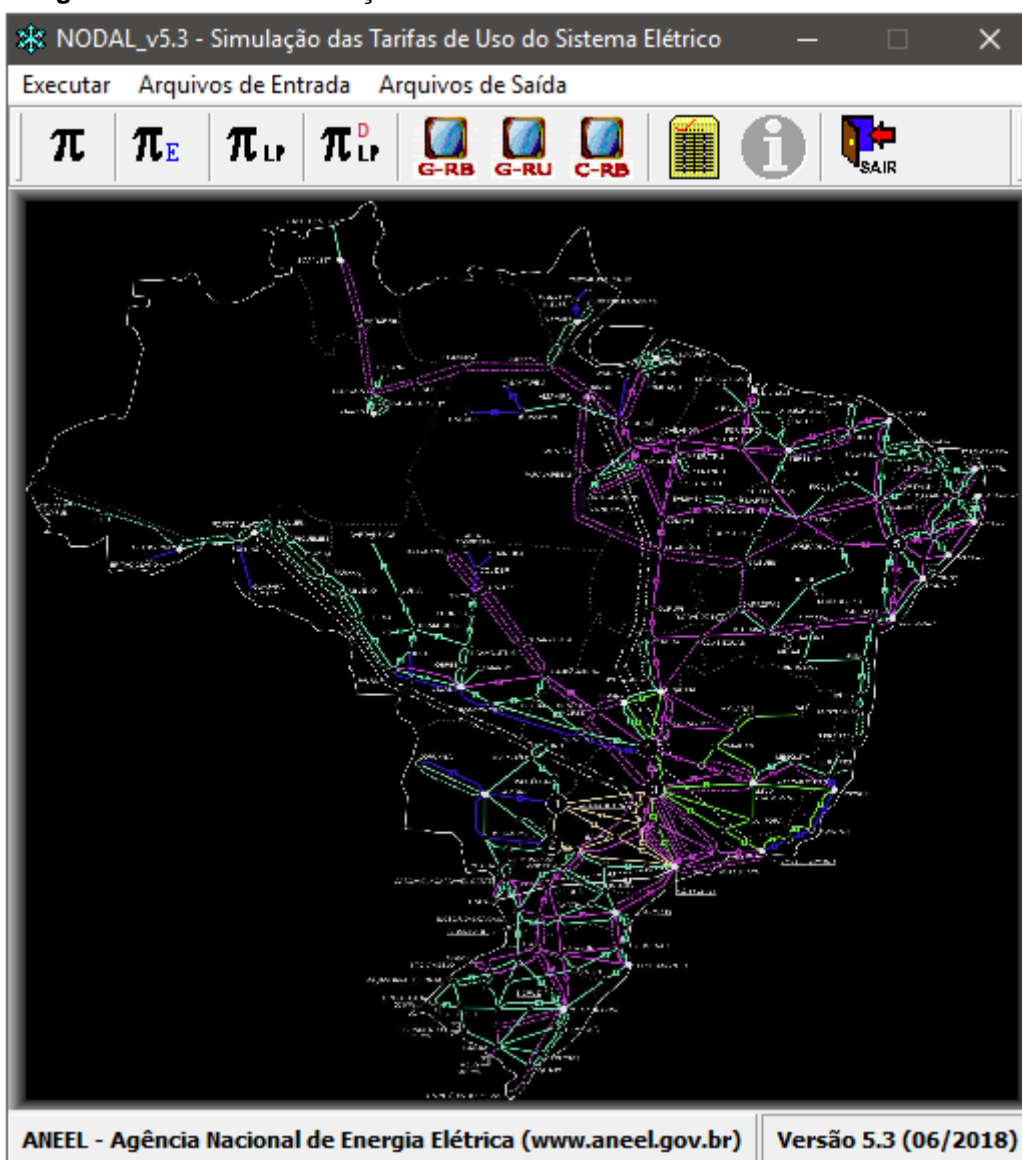
TUSD(g)-D/DIT Nodal de geração (sem ajuste)
 TUSD(g)-D/DIT Nodal de carga (sem ajuste)
 TUSD(g)-D/DIT Nodal de geração (com ajuste)
 TUSD(g)-D/DIT Nodal de carga (com ajuste)
 TUSD(g)-D/DIT de Centrais Geradoras
 TUSD(g)-D/DIT Nodal de geração (com ajuste)
 Usinas em redes unificadas importadoras
 Usinas em redes unificadas exportadoras
 Usinas existentes em ciclos anteriores
 TUSD(g)-ONS de Geração
 TUSD(g) de Centrais Geradoras

Fonte: ANEEL, 2018.

Considerando que o presente estudo busca avaliar os valores tarifários para injeção de potência de novos empreendimentos renováveis, foram realizadas simulações referentes à correta tipologia do empreendimento.

A imagem abaixo demonstra a tela inicial do programa NODAL.

Imagem 5: NODAL – Simulação das Tarifas de Uso do Sistema Elétrico v5.3.



Fonte: ANEEL, 2018.

3 CÁLCULO TARIFÁRIO PARA RENOVÁVEIS

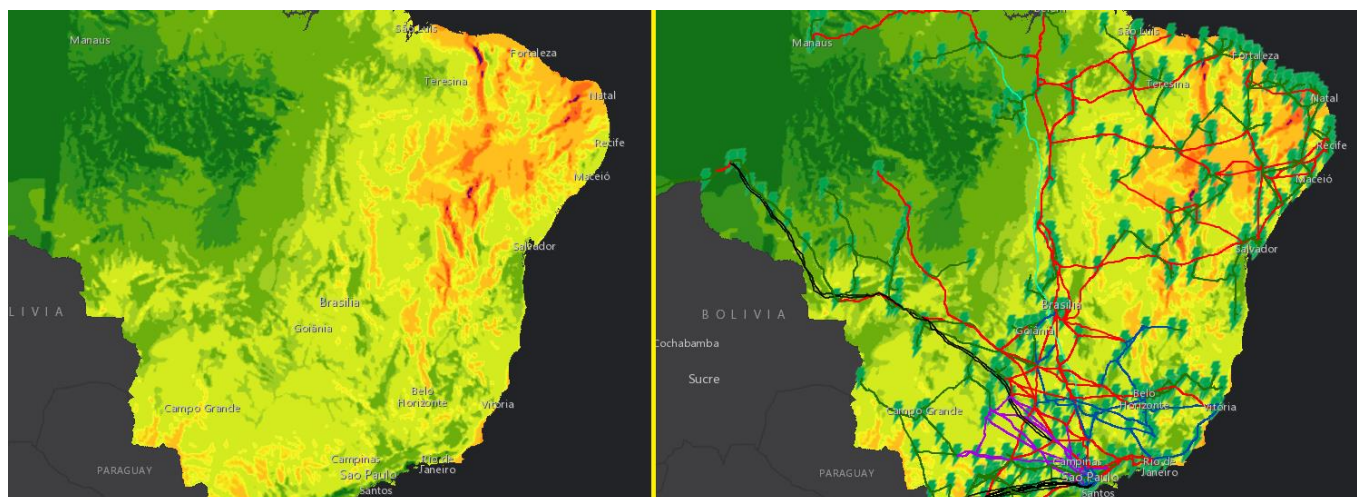
3.1 DEFINIÇÕES DAS FONTES RENOVÁVEIS

Conforme premissa inicial do estudo, existe a necessidade da correta definição geográfica dos locais de injeção de potência de modo a realmente contribuir para o atual cenário nacional em se representar um estudo que condiz com o verdadeiro potencial energético brasileiro.

Para tal, foram consultadas as bases oficiais de potencial eólico e solar e realizado um cruzamento de informações com a base de dados existentes e disponibilizadas publicamente pela EPE. Na imagem abaixo, ao lado esquerdo pode-se analisar o potencial energético eólico conforme a base de dados da CEPEL em seu Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Na região direita da imagem é demonstrada a mesma base de dados com potencial eólico, mas também é informada a localização geográfica de todas as subestações de energia e linhas de transmissão existentes da rede básica, segundo informações recentes da EPE.

Esta análise torna-se importante pelo fato de que ao realizarmos as simulações no programa tarifário NODAL deve-se escolher o barramento candidato para a conexão desta nova injeção de potência. Torna-se extremamente necessário então conhecer a região e a infraestrutura existente e planejada proposta para a área de estudo.

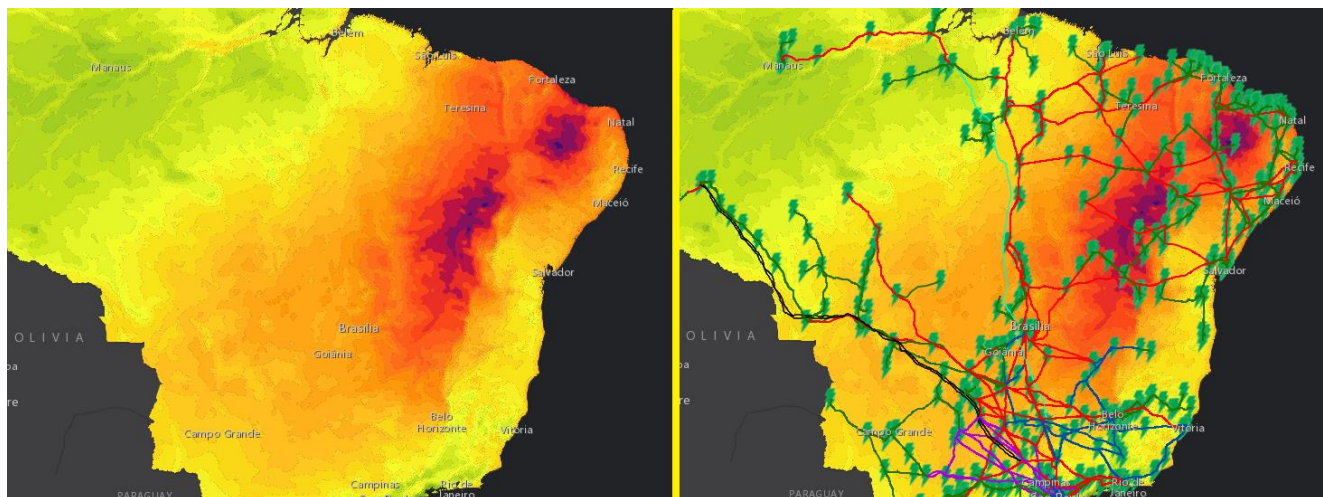
Imagem 6 – Potencial Eólico Brasileiro com rede básica de transmissão de energia existente.



Fonte: Ecotx Trade Assets, 2019.

Analisado o potencial eólico, é disponibilizada a mesma lógica de análise para o potencial solar, através do Atlas Brasileiro de Energia Solar, disponibilizado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e novamente é realizado o cruzamento de dados com as informações de subestações e linhas de transmissão existentes no país, conforme EPE.

Imagem 7 – Potencial Solar Brasileiro com rede básica de transmissão de energia existente.



Fonte: Ecotx Trade Assets, 2019.

A escolha do barramento fundada somente na análise de potencial energético disponível com a infraestrutura existente da rede básica é uma simplificação do modelo proposto. Esta simplificação é palpável na metodologia pois se identificarmos os custos e o fator locacional para tais regiões, o modelo será válido para todos os pontos de conexão no território nacional.

A experiência de mercado orienta que a definição dos locais onde deverão ocorrer os projetos mais rentáveis deverão ser realizadas análises muito mais profundas e complexas que somente o potencial energético disponível e a rede existente. Estas análises englobam a infraestrutura viária da região, a questão de portos para escoamento de cargas importadas (no caso de módulos fotovoltaicos, por exemplo), o índice de desenvolvimento humano (IDH) da região, a infraestrutura das cidades próximas no que se refere à capacidade de absorção do município com a população flutuante durante o período de obras, a qualidade do solo na região, a possibilidade, ou não, de produção de concreto por uma fábrica interna do canteiro (em caso de torres eólicas de concreto, por exemplo), e diversas outras importantes

análises onde o estudo tarifário é somente um dos pontos importantes no desenvolvimento de grandes projetos de geração de energia renovável.

Com base no modelo proposto acima, foram selecionadas as seguintes subestações de energia demonstradas na tabela abaixo. A seleção de uma mesma subestação para ambas as fontes foi proposital de modo a comparar o resultado entre tarifação e confirmar enquadramento de ambas as fontes renováveis conforme preconiza a Lei 9.427/1995 com posterior ajuste segundo REN 745/2016 e Lei 13.360/2016.

Tabela 4: Seleção de subestações de análise da tarifação (transmissão).

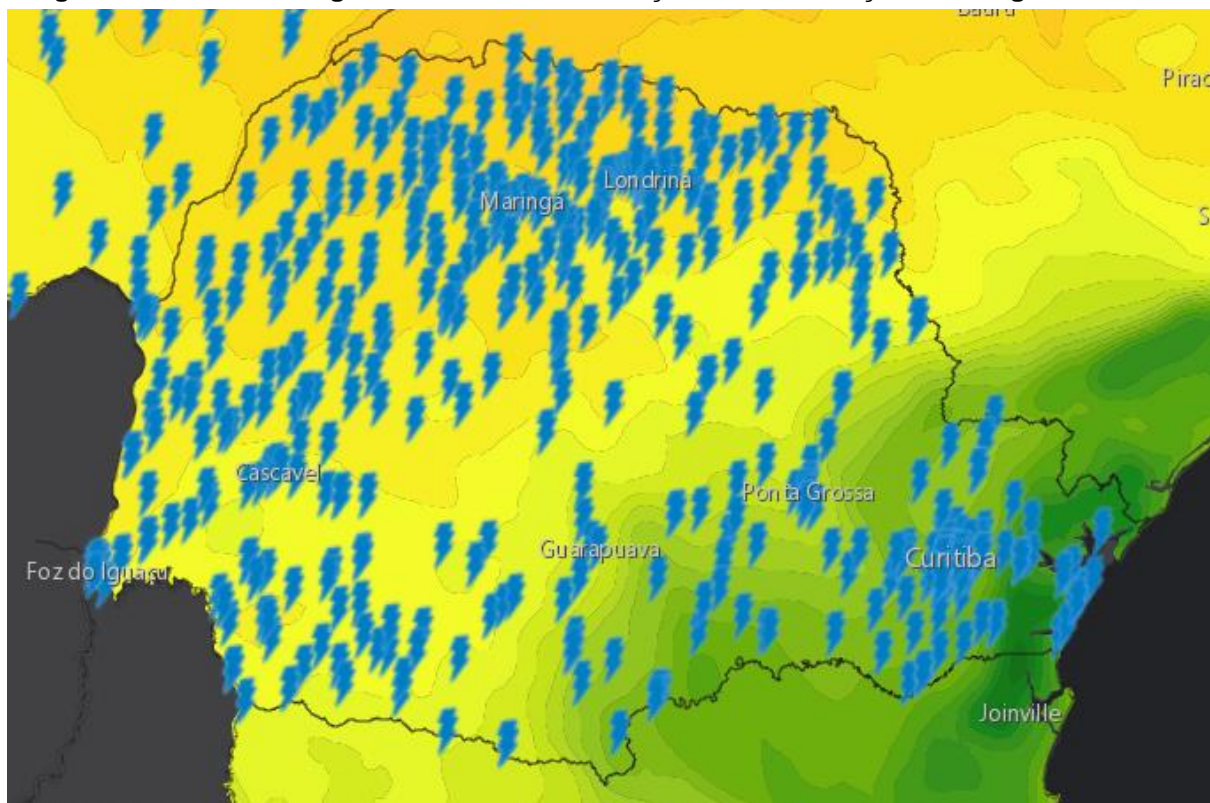
Subestações - Potencial Energético Solar - TRANSMISSÃO		
Nome	Tensão (kV)	Estado
SE Gentio do Ouro II	230	BA
SE Coremas	230	PB
SE Açú III	230/500	RN

Subestações - Potencial Energético Eólico		
Nome	Tensão (kV)	Estado
SE Gentio do Ouro II	230	BA
SE Touros	230	RN
SE Lagoa Nova II	230	RN

Fonte: o autor.

Para as definições de subestações de distribuição, foram analisadas conexões e potencial energético no estado do Paraná. Ao analisar o potencial energético conforme Atlas Solar do Paraná com o cruzamento de dados de subestações de distribuição da COPEL-DIS, nota-se, conforme imagem abaixo, que a região norte do estado possui maior valores de irradiação, segundo o atlas.

Imagem 8: Potencial energético solar com subestações de distribuição de energia.



Fonte: Ecotx Trade Assets, 2019.

Selecionada a área, foram escolhidas três subestações de energia da COPEL-DIS para realizar a análise tarifária, conforme demonstrado na tabela 5 a seguir, encontram-se a localização georreferenciada das subestações de escolha.

Imagem 9: Subestações de Distribuição do estudo.



Fonte: Ecotx Trade Assets, 2019.

Tabela 5: Seleção de subestações de análise da tarifação (distribuição).

Subestações - Potencial Energético Solar - DISTRIBUIÇÃO		
Nome	Tensão (kV)	Estado
SE Alto Paraná	138	PR
SE Colorado	138	PR
SE Paranavaí	138	PR

Fonte: o autor.

3.2 PARÂMETROS DE ENTRADA

Segundo Manual do Usuário fornecido pela ANEEL do programa Nodal, as malhas de redes existentes estão já definidas nos arquivos do tipo .DC onde não será necessário ao usuário modelar todo o sistema de transmissão brasileiro. Desta forma, é disponibilizado os valores de RAP aprovados pela ANEEL para o horizonte de estudo até o biênio de entrada de operação da usina.

Inseridos estes valores, são indicados os nomes das usinas, fontes e MUST de cada usina e o código da barra na qual elas se conectam ao sistema de transmissão/distribuição. Esta barra, conforme tipologia de cada subestação, poderá ser consultada caso ela já esteja existente, no biênio atual do arquivo de extensão .NOS. Caso esta subestação encontre em planejamento de construção, a barra poderá ser encontrada no biênio de entrada de operação.

Foi comparada as informações de entrada da operação existentes das subestações fornecidas pela EPE e comparada ao .NOS dos biênios correspondentes e ambas as informações estão semelhantes não havendo divergências entre planejamentos da EPE, ANEEL e MME.

Para as seguintes subestações acima, e definida entrada da injeção de potência para o ano de 2023, foram eleitas as seguintes configurações de barramentos:

Tabela 6: Definição de potência e eleição do barramento de conexão (transmissão).

Barramentos de estudo da fonte solar fotovoltaica - TRANSMISSÃO				
Nome	Potência (MW)	Barramento	Tensão (kV)	Estado
SE Gentio do Ouro II	100,00	6061	230	BA
SE Coremas	100,00	5621	230	PB
SE Açú III	100,00	5351 / 5350	230/500	RN

Barramentos de estudo da fonte eólica				
Nome	Potência (MW)	Barramento	Tensão (kV)	Estado
SE Gentio do Ouro II	100,00	6061	230	BA
SE Touros	100,00	6101	230	RN
SE Lagoa Nova II	100,00	5071	230	RN

Fonte: o autor.

Com análise semelhante, foram escolhidas as seguintes subestações de distribuição de energia, com tensões de conexões abaixo de 230 kV conforme legislação comentada anteriormente.

Tabela 7: Definição de potência e eleição do barramento de conexão (distribuição).

Barramentos de estudo da fonte solar fotovoltaica - DISTRIBUIÇÃO				
Nome	Potência (MW)	Barramento	Tensão (kV)	Estado
SE Alto Paraná	5,00	859	138	PR
SE Colorado	5,00	2468	138	PR
SE Paranaíba	5,00	870	138	PR

Fonte: o autor.

Importante apontar que as novas potências de limite nas quais são classificadas como energia incentivada para comercialização possuíram incremento de potência segundo instruída pela REN 745/2016 passando a possuir um patamar limite de desconto a igual ou inferior a 300 MW, conforme redação do artigo 2, item III.

“Art. 2º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, para: III.- empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 300.000 (trezentos mil) kW que sejam vencedores de leilão de energia nova realizado a partir de 1º de janeiro de 2016” (ANEEL, 2016).

Segundo orienta metodologia de cálculo, ao definir o horizonte em que ocorrerá a injeção de potência na rede, o cálculo deverá ser realizado conforme a média das tarifação calculadas no biênio e utilizadas como valor estabilizado para o restante do tempo de concessão, conforme definido em leilão.

Portanto para uma entrada em operação no biênio 2022-2023, o cálculo final da tarifa deverá seguir a seguinte prerrogativa:

$$TUST = \frac{\sum TUST (biênios)}{n} \text{ e de maneira análoga: } TUSD(g) = \frac{\sum TUSD(g) (biênios)}{n}$$

Com n = número de biênios existentes.

Portanto, para cálculo de tarifa leilão destes empreendimentos, tem-se:

$$TUST(est) = \frac{TUST_{(2018-2019)} + TUST_{(2019-2020)} + TUST_{(2020-2021)} + TUST_{(2022-2023)}}{4}$$

$$TUSD(g, est) = \frac{TUSD(g, est)_{(2018-2019)} + TUSD(g, est)_{(2019-2020)} + TUSD(g, est)_{(2020-2021)} + TUSD(g, est)_{(2022-2023)}}{4}$$

O último parâmetro de entrada para modelagem correta no programa NODAL é a Receita Anual Permitida, que conforme demonstrado, busca custear os sistemas de transporte de energia elétrica no Brasil.

Segundo a ANEEL, estes são os valores aprovados de RAP, nos quais sofrem alterações conforme suas revisões anuais de RAP. Consultados os valores de RAP,

relembro a importância do conhecimento e participação nas discussões da sociedade referentes às revisões anuais de RAP das concessionárias de energia elétrica segundo comentado no tópico de abertura. Por se tratar de valores na ordem de dezenas de bilhões, torna-se essencial a participação e fiscalização da população na correta definição destes valores.

Os valores aprovados de RAP para os biênios, que sofrerão correções monetárias e de outros valores na correção anual são os seguintes:

Tabela 8: RAP por ciclo considerado.

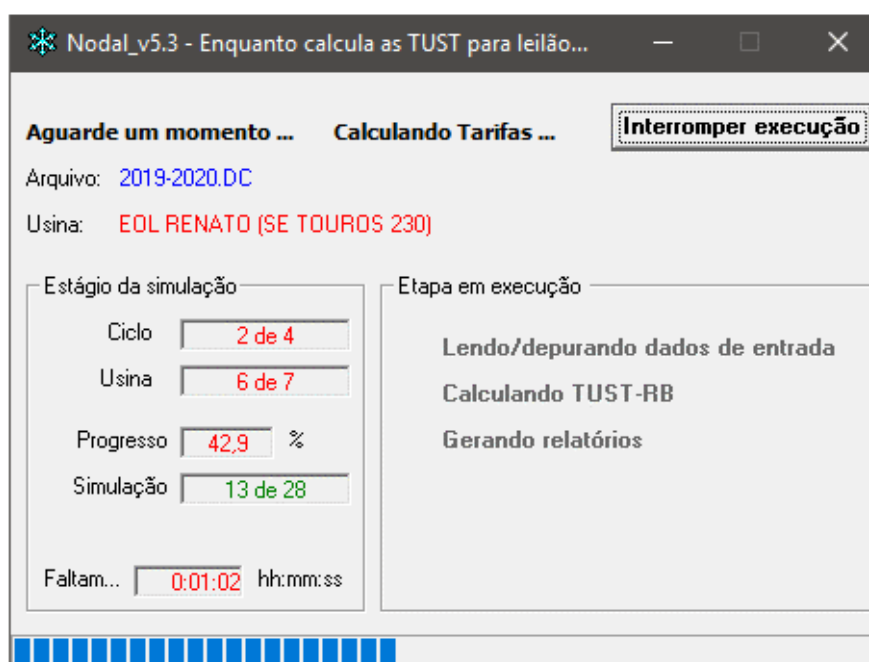
Biênio	RAP (R\$x1000)
2018-2019	19.328.005,69
2019-2020	21.679.060,65
2020-2021	24.943.830,04
2021-2022	28.970.561,41
2022-2023	32.943.846,27
2023-2024	36.106.292,09
2024-2025	39.054.379,56
2025-2026	38.778.236,78

Fonte: ANEEL, 2018.

3.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Inserindo as informações definidas anteriormente na tipologia de usinas de geração para cálculo tarifário, segundo orienta o Manual do Usuário – NODAL da ANEEL, são apresentados os seguintes processos e resultados:

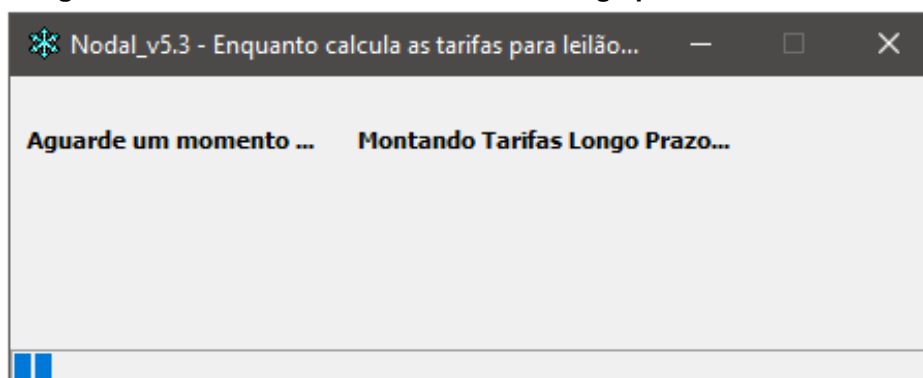
Imagem 10: Tela de processamento de cálculo tarifário TUST.



Fonte: ANEEL, 2019.

Após o carregamento e cálculo, o programa fornece a opção de visualização de resultados por meio de tabela interna ou também na possibilidade de exportar em arquivo de formato .CSV.

Imagem 11: Gerador de tabelas das tarifas longo prazo.



Fonte: ANEEL, 2019.

Por fim, o programa fornece os resultados das simulações referentes às usinas inseridas em seu arquivo específico de empreendimentos de geração. Conforme comentado, é de extrema importância conhecer o horizonte onde ocorrerá o início da injeção de potência na rede, pois o programa calcula para cada biênio (ciclo) uma TUST distinta até a entrada do suprimento. Após o cálculo dos ciclos, ele realiza a

média que será definida como TUST estabilizada para leilão, a ser calculada nos termos dos leilões de energia nova para o período de concessão vigente.

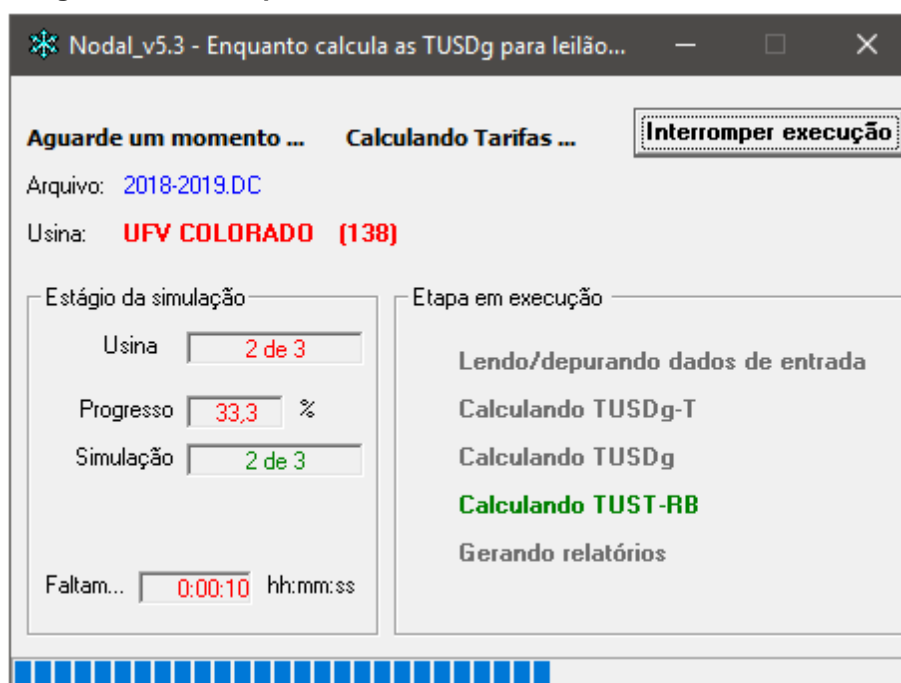
Tabela 9: Resultado das TUST conforme simulação NODAL.

USINA	Média	UF	Ciclos			
			1	2	3	4
UFV PAULO (SE GENTIO2 230)	6.940	BA	5.769	6.461	7.157	8.375
UFV PAULO (SE COREMAS 230)	6.277	PB	5.031	5.866	6.535	7.675
UFV PAULO (SE ACU 3 230)	6.713	RN	5.996	6.220	6.867	7.769
UFV PAULO (SE ACU 3 500)	6.351	RN	5.418	5.801	6.483	7.703
EOL RENATO (SE GENTIO 230)	6.940	BA	5.769	6.461	7.157	8.375
EOL RENATO (SE TOUROS 230)	6.552	RN	5.697	5.965	6.675	7.870
EOL RENATO (SE LAGNV3 230)	6.737	RN	5.975	6.207	6.901	7.865

Fonte: o autor.

Considerando o cálculo das tarifas de TUSD(g), o programa exige que execute cada ciclo tarifário até a data de entrada em operação da usina em simulação. Foram, portanto, realizados os ciclos necessários até a data de operação das UFVs.

Imagem 12: Tela de processamento de cálculo tarifário TUSD.



Fonte: ANEEL, 2019.

Para o ciclo tem-se:

Tabela 10: Resultado das TUSD(g) conforme simulação NODAL.

USINA	Componentes da TUSDg (R\$/kW.mês)				TOTAL	MUSD MW	I UF E	RU	Fator Limit. (R\$/kW.mês)
	T	D/DIT	ONS						
UFV ALTO PARANA (138)		4.001	0.136		4.137	5.000	I PR	5	6.306
UFV COLORADO (138)		4.133	0.136		4.269	5.000	I PR	5	6.306
UFV PARANAVALI (138)		4.580	0.136		4.717	5.000	I PR	5	6.306

Fonte: o autor.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

4.1 ANÁLISE DE RESULTADOS CONJUNTOS

Pode-se elencar os seguintes tópicos na análise de resultados referentes à modelagem tarifária da TUST ao considerarmos que ambas as fontes estão enquadradas como sendo Energia Incentivada Especial, conforme contratação, e ambas possuindo direito de desconto tarifário. Aplicando este desconto, tem-se os seguintes resultados:

Tabela 11: Aplicação do direito ao desconto conforme legislação vigente.

Fonte	Usina	Tensão do Barramento (kV)	Potência	UF	TUST(rb) (R\$/Kw.mês)
UFV	PAULO (SE GENTIO2 230)	230	100,00	BA	3,4700
UFV	PAULO (SE COREMAS 230)	230	100,00	PB	3,1385
UFV	PAULO (SE ACU 3 230)	230	100,00	RN	3,3565
UFV	PAULO (SE ACU 3 500)	500	100,00	RN	3,1755
EOL	RENATO (SE GENTIO2 230)	230	100,00	BA	3,4700
EOL	RENATO (SE TOUROS 230)	230	100,00	RN	3,2760
EOL	RENATO (SE LAGNV3 230)	230	100,00	RN	3,3685

Fonte: o autor.

- 1- Confirma-se que ao considerar o direto ao desconto ao gerador, ambas as fontes em um mesmo ponto de conexão com uma mesma injeção de potência possuem valores de TUST idênticos;

$$\text{TUST (UFV PAULO SE GENTIO2 230)} = 3,4700 \text{ R\$/kW.mês}$$

$$\text{TUST (EOL RENATO SE GENTIO2 230)} = 3,4700 \text{ R\$/kW.mês}$$

- 2- Em uma mesma subestação, SE AÇU III, o custo da conexão ao SIN com a injeção de potência é menor para a tensão de entrada de 500 kV;
- 3- Segundo orientação da ANEEL, a remuneração para a detentora da linha de transmissão será realizada segundo:

$$\text{REPASSE(mensal)} = \text{TUST} * (\text{mêses no ano}) * (\text{potência em kW})$$

Portanto para um delta na tarifa de 15 centavos, o repasse sofrerá a seguinte divergência para um ano genérico:

$$\text{delta.REPASSE(anual)} = \text{TUST} * (\text{mêses no ano}) * (\text{potência em kW})$$

$$\text{delta.REPASSE(anual)} = 0,15 * (12) * (100.000,00)$$

$$\text{delta.REPASSE(anual)} = \text{R\$ 180.000,00}$$

Uma divergência de erro de cálculo em quinze centavos poderá ser responsável por um déficit de R\$ 180.000,00 por ano, caso o desconto não seja prejudicado ou poluído pelo agente comercializador e caso o gerador cumpra com os requisitos acordados nos contratos (contratos de energia + geração intermitente, pois estas fontes alternativas não possuem garantia física e lastro). Com a verificação da geração de energia, poderá ocorrer o lastro de desconto, evitando deste modo a poluição do repasse de desconto ao comercializador ou transmissor de energia elétrica. Considerando ainda que os empreendimentos de energia renovável estão sendo contratados em ambiente cativo por um prazo de concessão de 20 anos, o valor deste delta pode chegar a ser maior que 3,6 milhões de reais.

Realizando os mesmos estudos para a distribuição, a diferença entre a maior tarifa e a menor é de R\$ 0,294 centavos. Este valor em um prazo de concessão de 20 anos, conforme formulação do repasse demonstrada acima é de R\$ 352.200,00. Isso demonstra que caso seja adotada a conexão em 138 kV na subestação de Alto Paraná para uma usina solar fotovoltaica de 5,0 MW, esta possuirá uma economia de R\$ 17.610,00 de reais anuais em relação à decisão de conexão na SE Paranaíba 138 kV. Abaixo é demonstrado o repasse anual à distribuidora em cada uma das opções de conexão em 138 kV.

Tabela 12: Aplicação do desconto conforme Lei e repasse anual do gerador para a distribuidora.

Repasse anual para distribuidora				
Nome	Potência (MW)	Tensão (kV)	TUSD(g) - R\$/kW.mês	Repasse Anual (R\$)
UFV ALTO PARANÁ	5,00	138	2,010	120.600,00
UFV COLORADO	5,00	138	2,072	124.290,00
UFV PARANAÍ	5,00	138	2,304	138.210,00

Fonte: o autor.

Evidencia-se a necessidade da realização de um correto estudo tarifário notando que a diferença é muito significativa considerando que em ambas as subestações distam menos de 30,00 km.

4.2 CONCLUSÕES FINAIS

Posto a importância financeira na determinação da tarifa, é de extrema importância que os empreendedores que participam da expansão da geração no Brasil possuam o conhecimento sobre esta metodologia de cálculo. Não é raro encontrarmos complexos eólicos e fazendas solares com uma potência injetável na rede acima de 300 MW. Durante o período de concessão, este delta demonstrado anteriormente poderá ultrapassar a margem de 10 milhões de reais.

A metodologia e rotinas de cálculo, porém parecem ser pouco divulgadas pelos órgãos públicos e o assunto continua nebuloso na esfera privada do setor elétrico brasileiro. O próprio ONS que tinha o costume de abrir ao menos uma turma anual para capacitar e treinar novos usuários não demonstrou nenhum interesse em cooperar com o entendimento e desenvolvimento da pesquisa (fonte: troca de e-mails entre autor e ONS).

A ANEEL reconhece que a metodologia é complexa e que existem poucos interessados no desenvolvimento destes estudos e reconhece sua importância econômica no desenvolvimento de projetos, onde o OPEX da usina é diretamente afetado pela tarifa. Desta forma mostraram prestativas às dúvidas que esta pesquisa gerou logo no início dos estudos segundo ligações e troca de e-mails entre autor e ANEEL.

4.3 ATIVIDADES FUTURAS

Torna-se, portanto, mais que necessário a continuidade dos estudos tarifários referentes aos sistemas de transporte de energia elétrica. A participação contínua nas audiências públicas da ANEEL, principalmente nas que tangem o assunto da GD e revisões da RAP, são de extrema importância para a continuidade destes estudos.

Em um trabalho mais extenso, existe a possibilidade de, conforme comentado anteriormente, realizar a análise completa do estudo de ponto de conexão de determinado empreendimento.

As análises fundiárias, de capacidade de escoamento, valores da terra, uso de culturas da terra em comparação ao uso para geração de energia (R\$/he), análise de alternativas de conexão conforme distância da SE Coletora à SE existente no SIN, verificação do PDE com o planejamento da expansão modelado no NODAL, análise dos custos de logística, infraestrutura viária existente, reforço em rodovias e pontes (caso necessário), aeroportos próximos, portos e hidrovias, IDH das cidades limítrofes, usinas híbridas etc. Existem possibilidades de estudos nas quais evoluem para um tema de pós-graduação em nível de mestrado.

Em específico, em outubro de 2019, o ONS abriu uma turma para ensino da metodologia Nodal para cálculo tarifário de transporte de energia elétrica, em sua sede na cidade do Rio de Janeiro. Nota-se portanto uma abordagem e posicionamento diferente adotado pelo ONS durante o período desta pesquisa que iniciou em julho de 2018 e encerrou em setembro de 2019 e uma abordagem atual, onde agora sinaliza positivamente para a evolução do SEB, buscando capacitar o mercado e os profissionais que nele trabalham.

REFERÊNCIAS

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Agenda Regulatória 2019-2020**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

ANEEL. **Audiência Pública 001/2019**. Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012). Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

ANEEL. **Audiência Pública 010/2019**. Obter subsídios para o aprimoramento da proposta referente à revisão periódica da Receita Anual Permitida – RAP ofertada dos contratos de concessão relativos a empreendimentos licitados com data de revisão a vigorar a partir de 1º de julho de 2019. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

ANEEL. **Audiência Pública 016/2019**. Obter subsídios para o aprimoramento da Primeira Revisão Periódica da Receita Anual Permitida – RAP associada às instalações de transmissão designadas à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A., Amazonas-GT, a vigorar a partir de 1º de julho de 2019. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

ANEEL. **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. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **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. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013**. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015.** Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de novembro de 2016.** Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 755, de 16 de dezembro de 2016.** Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 jun. 2019.

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

BRASIL. **Lei n. 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/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm>. Acesso em: 04 mar. 2019.

BRASIL. **Lei n. 13.360, de 17 de novembro de 2016.** Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, 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 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm>. Acesso em: 04 mar. 2019.

CUSTÓDIO, RONALDO D.S. **Energia Eólica para produção de energia elétrica.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. #não está citado no texto

ECOTX (Ecotx Trade Assets). **Plataforma Digital Georreferenciada do Sistema de Energia do Brasil.** Disponível em: < <http://www.ecotx.com.br/>>. Acesso em: 11 jul. 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.abrapch.org.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.aneel.gov.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.ccee.org.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.epe.gov.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.erse.pt> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.mme.gov.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.ons.org.br> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

ENDEREÇO ELETRÔNICO <www.ree.es> Acesso em: 10 de janeiro de 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Nacional de Energia (PNE 2030 e PNE 2050)**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP)**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão**. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 23 jun. 2019.