

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Jonas Pacheco Joaquim

**Avaliação do Processo de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de  
Energia Elétrica no Brasil: Caso de Estudo Nordeste**

Florianópolis

2022

Jonas Pacheco Joaquim

**Avaliação do Processo de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de  
Energia Elétrica no Brasil: Caso de Estudo Nordeste**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa Dr.

Coorientadora: Eng. Thayane Skorupa, Me.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pacheco Joaquim, Jonas

Avaliação do Processo de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil: Caso de Estudo Nordeste / Jonas Pacheco Joaquim ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, coorientador, Thayane Skorupa, 2022. 126 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão. 3. Transição Energética. 4. Fontes Renováveis de Energia. I. da Rosa, Mauro Augusto. II. Skorupa, Thayane. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Jonas Pacheco Joaquim

**Avaliação do Processo de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de  
Energia Elétrica no Brasil: Caso de Estudo Nordeste**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 22 de julho de 2022.

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Eng. Thayane Skorupa, Me.  
Coorientadora  
INESC P&D Brasil

---

Prof. Leonardo Bremermann, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Profa. Erika Pequeno dos Santos, Dra.  
INESC P&D Brasil/Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Alexandre Rocco, Dr.  
Universidade de Santa Cecília

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais e a minha namorada que sempre me apoiaram nos momentos mais difíceis.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre ao meu lado, por me dar forças quando preciso e por guiar meu caminho.

À minha família, por seu incentivo e por me apoiarem durante toda a minha trajetória pessoal, acadêmica e profissional. Em especial, agradecimentos ao meu pai, Jeferson, a minha mãe, Greicy Kelly, e a minha irmã, Nicolly.

A minha namorada Maria Eduarda, por estar presente em todos os momentos e sempre me apoiar durante todos os momentos, além de servir como fonte de inspiração em todos os aspectos.

Ao meu orientador, prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa, por toda a confiança, disposição e ensinamentos durante todas as etapas deste trabalho. E também à doutoranda Thayane, pela imensa ajuda e disponibilidade em todos os momentos durante a confecção deste trabalho, e a atenção aos menores detalhes.

Por fim, agradeço a todos os docentes do curso de graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina pela excelência nos ensinamentos e contribuição em minha formação pessoal e profissional.



## RESUMO

A busca por fontes alternativas de energia de forma a trazer um desenvolvimento sustentável é uma tendência mundial. Nesse sentido, o Brasil ganha destaque devido ao seu grande potencial para fontes como eólica e solar, o que é excelente do ponto de vista ambiental. Entretanto, a inserção destas fontes na matriz elétrica brasileira gera impactos em algumas áreas do setor, como por exemplo, no planejamento das linhas de transmissão necessárias para escoar esta energia. Neste contexto, o presente trabalho de conclusão de curso visa analisar como foi realizado o planejamento do sistema de transmissão na região Nordeste do Brasil desde o ano de 2011, além de identificar quais foram os problemas encontrados, as melhores práticas adotadas e discutir potenciais vias de melhoramentos para o processo de planejamento. Para isso, foram avaliados 12 relatórios da EPE associados à região Nordeste, identificando qual a relação entre eles e os problemas recorrentes. Adicionalmente, foram discutidos aspectos relacionados ao processo de planejamento vinculados ao potencial energético eólico e solar brasileiro com o intuito de identificar formas para a mitigação de riscos atrelados a estes tipos de empreendimentos.

**Palavras-chave:** Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão. Transição Energética. Fontes Renováveis de Energia.

## ABSTRACT

The search for alternative sources of energy in order to bring about sustainable development is a worldwide trend. In this sense, Brazil stands out due to its great potential for sources such as wind and solar, which is excellent from an environmental perspective. However, the integration of these sources in the Brazilian electrical matrix generates impacts in some areas of the sector, to highlight the planning of the transmission lines necessary to transport this energy. In this context, the present final work for the undergraduation aims to analyze how the planning of the transmission system of the Brazilian Northeast was carried out since 2011, in addition to identifying what were the problems encountered, the best practices adopted and discussing potential ways of improving the planning process. Were analyzes, 12 EPE reports tied to the Northeast region, identifying the relationship between them and the recurring problems. Additionally, aspects related to the planning process tied to the Brazilian wind and solar energy potential were discussed in order to identify ways to mitigate risks linked to these types of projects.

**Keywords:** Planning Expansion of the Transmission System. Energy Transition. Renewable Energy Sources.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade Instalada por Tipo de Fonte em 2011.....	18
Figura 2: Previsão da Expansão da Capacidade Instalada por Tipo de Fonte até 2021. ....	18
Figura 3: Detalhamento Expansão da Capacidade Instalada por Tipo de Fonte até 2021. ....	19
Figura 4: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN. ....	19
Figura 5: Composição da matriz elétrica dos países com economias avançadas. ....	21
Figura 6: Composição da matriz elétrica brasileira ao longo dos anos. ....	26
Figura 7: Fluxograma da organização do setor elétrico na Europa. ....	26
Figura 8: Fluxograma da organização do setor elétrico nos EUA.....	28
Figura 9: Fluxograma da organização do setor elétrico na Índia. ....	29
Figura 10: Fluxograma da organização do setor elétrico na China. ....	30
Figura 11: Fluxograma da organização do setor elétrico no Brasil. ....	31
Figura 12: Processo de planejamento de expansão do sistema de transmissão.....	33
Figura 13: Dashboard indicativo da capacidade remanescente do SIN.....	40
Figura 14: Linha do tempo dos relatórios R1's no Nordeste - reforços regionais.....	41
Figura 15: Linha do tempo dos relatórios R1's no Nordeste - reforços para interligações. ....	42
Figura 16: Exportação e importação total da região Nordeste. ....	43
Figura 17: Exportação das regiões Norte e Nordeste. ....	44
Figura 18: Divisão do Nordeste em Áreas.....	45
Figura 19: Quantidade de Relatórios R1 por Estado e Área.....	57
Figura 20: Número de Obras por Estado e Área do Nordeste. ....	58
Figura 21: Geração Eólica por Estado (MWm).....	59
Figura 22: Distribuição das obras pelo Brasil, propostas pelos documentos de expansão do sistema de interligação.....	60
Figura 23: Energia Vendida em Leilões (MWm).....	79
Figura 24: Representação dos clusters de geração indicativa no Nordeste. ....	81
Figura 25: Fluxograma da Etapa de Diagnóstico do SIN pela EPE. ....	82
Figura 26: Proposta de Fluxograma para a Redução de Incertezas do R1. ....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Capacidade instalada prevista <i>versus</i> consolidada em 2021. ....	20
Tabela 2: Geração de energia elétrica 2020 no Brasil e em economias evoluídas (GWh).....	25
Tabela 3: Geração de energia elétrica 2020 no Brasil e em economias avançadas (%). ....	25
Tabela 4: Consolidação das obras do R1 e do PAR. ....	93

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AEGE – Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica

ANAFAS – Análise de Falhas Simultâneas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

C1 – Primeiro Circuito

C2 – Segundo Circuito

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CD – Circuito Duplo

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO – Custo Marginal de Operação

CS – Circuito Simples

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GET – Grupos de Estudos da Transmissão

ICG – Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

LCC – Comutação Natural pela Linha

LEN – Leilão de Energia Nova

LER – Leilão de Energia de Reserva

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

LT – Linha de Transmissão

MME – Ministério de Minas e Energia

MMGD – Micro e Mini Geração Distribuída

NT – Nota Técnica

ONS – Operador Nacional do Sistema

PAR – Plano de Ampliações e Reforços

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PELP – Plano de Expansão de Longo Prazo

PET – Programa de Expansão da Transmissão

POTEE – Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica

R1 – Econômica e Socioambiental

R2 – Relatório 2: Detalhamento Técnico da Alternativa de Referência

R3 – Relatório 3: Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental para Linhas de Transmissão e Subestações

R4 – Relatório 4: Caracterização do Sistema de Transmissão

R5 – Relatório 5: Estimativa de Custos Fundiários

RD – Resposta a Demanda

REA – Resolução Normativa

SE – Subestação

SGAcesso – Sistema de Gestão dos Processo de Acesso

SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UFV – Usina Fotovoltaica

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	16
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>17</b>
1.2	Motivação .....	17
<b>2</b>	<b>Processo do Planejamento da Expansão da Transmissão.....</b>	<b>24</b>
2.1	Organização do setor elétrico .....	24
2.2	Apresentação do Processo de Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro .....	31
<b>2.2.1</b>	<b>Características do Modelo Atual.....</b>	<b>32</b>
2.2.1.1	<i>Relatórios R's .....</i>	<i>34</i>
2.2.1.2	<i>Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) .....</i>	<i>36</i>
2.2.1.3	<i>Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN- PAR/PEL .....</i>	<i>36</i>
2.2.1.4	<i>Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE.....</i>	<i>37</i>
<b>3</b>	<b>Exploração do Potencial Eólico no Nordeste.....</b>	<b>39</b>
3.1	Reforços Regionais .....	44
<b>3.1.1</b>	<b>EPE-DEE-DEA-RE-002/2013 - Estudo para Dimensionamento das ICGs Referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia .....</b>	<b>47</b>
<b>3.1.2</b>	<b>EPE-DEE-RE-160/2013 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia .....</b>	<b>48</b>
<b>3.1.3</b>	<b>EPE-DEE-RE-147/2014 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste .....</b>	<b>50</b>
<b>3.1.4</b>	<b>EPE-DEE-RE-006/2016 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Sul da Região Nordeste.....</b>	<b>52</b>
<b>3.1.5</b>	<b>EPE-DEE-RE-053/2019 – Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste .....</b>	<b>53</b>

<b>3.1.6</b>	<b>EPE-DEE-RE-148/2021, EPE-DEE-RE-014/2022, EPE-DEE-RE-015/2022 – Estudo De Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul, Volume 2: Área Norte, Volume 3: Área Leste.....</b>	<b>54</b>
<b>3.1.7</b>	<b>Consolidação dos Resultados.....</b>	<b>57</b>
<b>3.2</b>	<b>Reforços para Interligações .....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.1</b>	<b>EPE-DEE-RE-036/2011 – Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia.....</b>	<b>62</b>
<b>3.2.2</b>	<b>EPE-DEE-RE-148/2014 – Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.....</b>	<b>64</b>
<b>3.2.3</b>	<b>EPE-DEE-RE-020/2016 – Aumento da Capacidade da Interligação Entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipólos A e B.....</b>	<b>67</b>
<b>3.2.4</b>	<b>EPE-DEE-RE-018/2022 – Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste .....</b>	<b>71</b>
<b>3.3</b>	<b>Consolidação das obras.....</b>	<b>75</b>
<b>4</b>	<b>Análise de necessidade de Readequação do Processo de Planejamento .....</b>	<b>77</b>
<b>4.1</b>	<b>Diagnóstico da Geração .....</b>	<b>78</b>
<b>4.2</b>	<b>Possibilidade de Readequação do R1 .....</b>	<b>83</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>86</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>88</b>
	<b>APÊNDICE A – Consolidação de Obras da EPE e Correspondência no PAR/PEL .....</b>	<b>93</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro tem diversas particularidades quando comparado aos sistemas elétricos de outros países. Pode-se citar, por exemplo, as dimensões continentais do Brasil, aliado a uma operação centralizada, o que o define como além de único, bastante complexo. Além disso, ele é caracterizado como um sistema de grande porte, interligado em quase todo o seu território, com exceção de algumas pequenas regiões.

Desde a última década tem sido observado um crescimento das fontes renováveis não convencionais no Brasil, a destacar a eólica e a solar. Nesse ponto, algumas regiões têm se sobressaído por apresentarem grande potencial para estas fontes, como é o caso da região Nordeste do Brasil. Em (BEZERRA, 2019a) discute-se o potencial eólico no Brasil e verifica-se que a capacidade instalada em 2019 atingia um montante de 14,83 GW, sendo que 86% pertencia à região Nordeste. Além disso, a projeção esperada da perspectiva de 2019, era que em 2027 a capacidade instalada dessa fonte no Brasil atingisse 26,7 GW. Destaca-se que, em 2019, no Nordeste, a energia eólica já representava 35,6% da matriz elétrica regional.

Entretanto, enquanto o crescimento deste tipo de energia é atrelado a esta região, o maior consumo do Brasil é concentrado na região Sudeste. Dessa forma, cria-se a necessidade de exportar a energia de uma região para a outra, e neste contexto, as linhas de transmissão ganham destaque.

De forma a garantir que a concepção do sistema de transmissão atenda a critérios técnicos e econômicos, o planejamento desse processo é fundamental. Para assegurar a correta execução desta etapa, no Brasil esta atividade é realizada de forma centralizada, em que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS) realizam estudos específicos que são consolidados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por meio do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE).

Apesar do crescimento das fontes alternativas agregarem muito para o aspecto ambiental, e contribuírem como uma alternativa interessante para o desenvolvimento energético, existem algumas dificuldades que são inseridas no processo de planejamento para o escoamento desta geração.

Uma das dificuldades enfrentadas está intimamente ligada à realização de estudos para a definição do montante de energia que entrará em operação no horizonte de planejamento, pois, a cada ano, a realização de revisões dos estudos de potencial energético atualiza os montantes de energia disponíveis, criando pressão no planejamento da expansão na direção de

novos reforços para o sistema de transmissão. Além disso, por se tratarem de tecnologias de geração de energia relativamente recentes (solar e eólica), são necessárias adaptações no planejamento de forma a incluir as particularidades deste tipo de fonte.

Conforme apresentado em (SANTANA, 2015a), no período de 2009 a 2011 foi estimado um prejuízo de R\$ 8 bilhões em energia não escoada por fontes eólicas, sendo que, um dos motivos deste prejuízo é devido ao descasamento entre o início da operação da geração renovável não convencional e a disponibilidade para conexão ao sistema de transmissão, empreendimentos com tempos de construção muito distintos devido a diferentes fatores.

Neste contexto, é evidente a importância do processo de planejamento do sistema de transmissão para garantir a segurança de suprimento de eletricidade no Brasil, bem como manter o custo da energia reduzido para as famílias brasileiras. A partir disso, este trabalho de conclusão de curso propõe-se a realizar uma análise detalhada de como este processo de planejamento tem incluído, principalmente, a fonte de energia eólica, nas análises e decisões de planejamento para identificar soluções de expansão dos sistemas de transmissão para o futuro.

## 1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso. Nestas seções buscou-se delimitar o escopo da análise realizada em função da documentação de planejamento disponível para este tipo de estudo.

### 1.1.1 Objetivo Geral

Com a atual diversificação da matriz energética brasileira e por conta das fontes renováveis não convencionais (intermitentes), algumas regiões têm tido destaque no âmbito do planejamento, como é o caso do Nordeste brasileiro que apresenta um crescimento específico com energia eólica.

Dessa forma, o planejamento para a expansão do sistema de transmissão visando o escoamento deste tipo de produção de energia tem se tornado cada vez mais fundamental para o Brasil, dado a sua dimensão atual, e também a sua projeção de crescimento para os próximos anos. Assim, o objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso é realizar um estudo de caso do processo de planejamento e expansão da transmissão do sistema interligado nacional, com ênfase na região Nordeste, buscando compreender a inclusão da fonte renovável não

convencional eólica em um processo de planejamento desenhado para a expansão hidrotérmica, como é o caso brasileiro.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

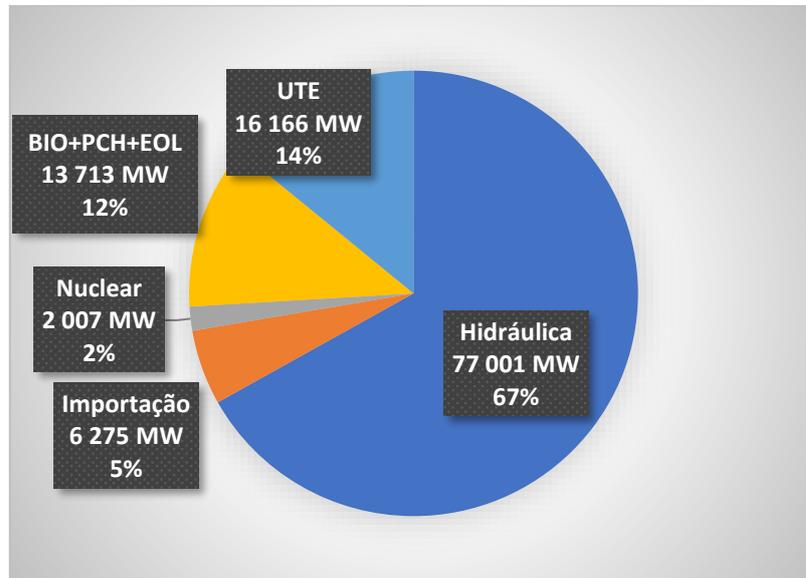
- Identificar e analisar como o processo de planejamento do sistema elétrico tem sendo realizado no Brasil;
- Identificar e analisar os problemas encontrados no processo de planejamento aliados à transição energética, quando da inclusão de produção eólica;
- Identificar e analisar as ações tomadas durante este período de transição que divergem do tradicional processo de planejamento de expansão hidrotérmico;
- Identificar pontos de melhorias no processo de planejamento frente à transição energética.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

Tradicionalmente, o sistema elétrico brasileiro é classificado como hidrotérmico devido à predominância das fontes de geração hidráulicas e térmicas. Em 2011, a capacidade instalada em energia elétrica no Brasil era predominantemente hídrica, com 67% de participação, e 14% de fontes térmicas, conforme pode ser observado na Figura 1. As fontes, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) somadas correspondiam a 12%.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021 indicava que a previsão da capacidade instalada da fonte hídrica para 2021 reduziria em 3% em relação à 2011, correspondendo a 64%, e as usinas térmicas continuariam em 14%, conforme apresentado na Figura 2 e na Figura 3. Para as fontes renováveis, era esperado um crescimento de 8%, alcançando 20% do total de capacidade instalada no Brasil.

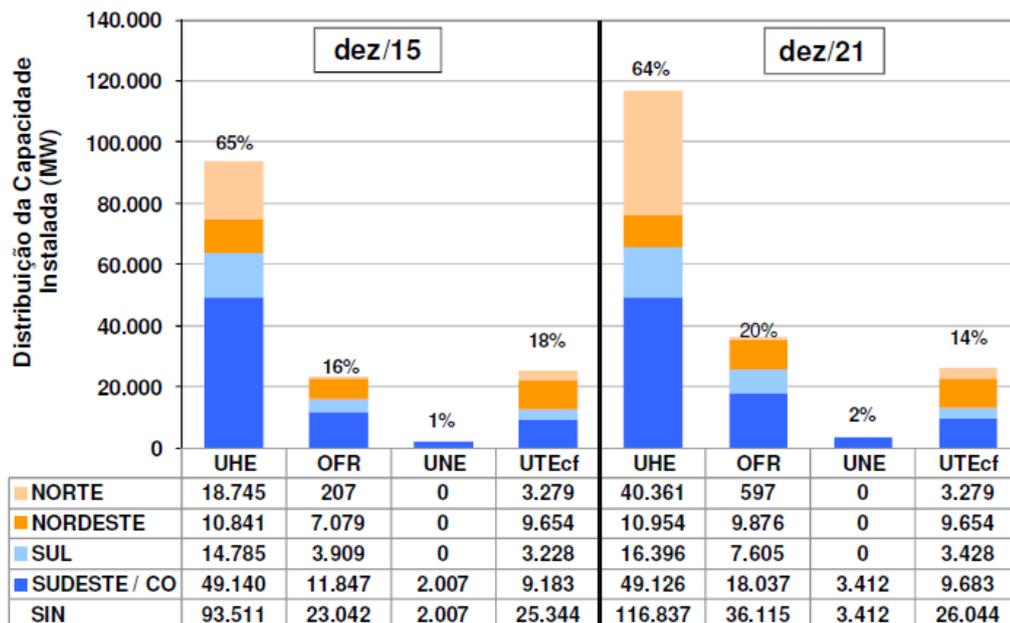
Figura 1: Capacidade Instalada por Tipo de Fonte em 2011.



Fonte: Adaptado de MME (2012).

Ressalta-se que o crescimento previsto para a capacidade instalada total do SIN era de 67 GW alcançando 182 GW no total. Destacava-se ainda, o crescimento previsto para a fonte eólica, em 2011 com 1,4 GW de potência instalada e alcançando 15,5 GW até 2021, no que concerne, a fonte solar não era citada.

Figura 2: Previsão da Expansão da Capacidade Instalada por Tipo de Fonte até 2021.



Legenda: UHE-usinas hidrelétricas; OFR-outras fontes renováveis; UNE-usinas nucleares; UTEcf -usinas termelétricas

Fonte: MME (2012).

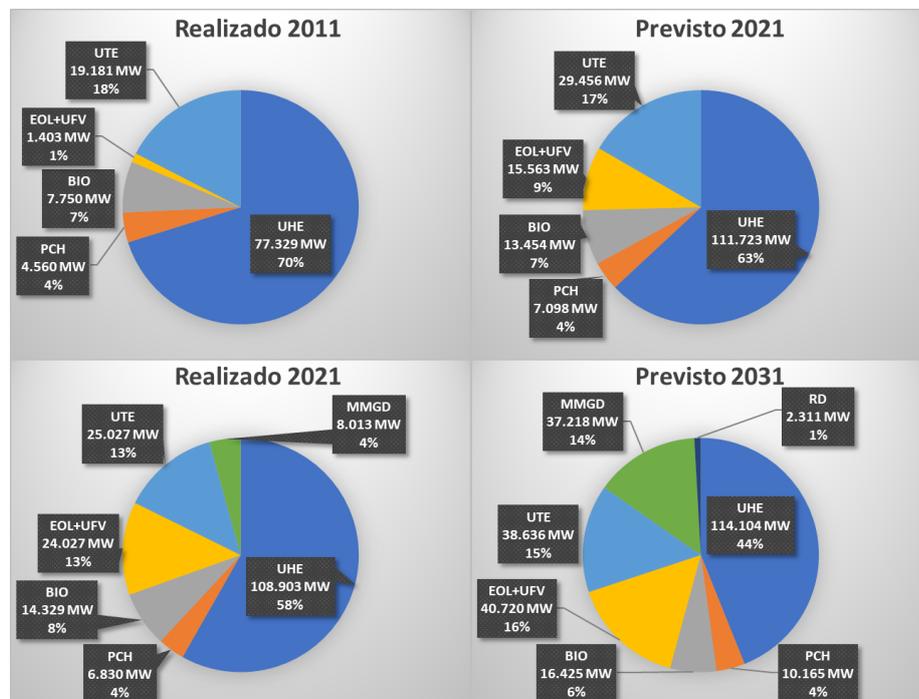
Figura 3: Detalhamento Expansão da Capacidade Instalada por Tipo de Fonte até 2021.

FONTE	2011 <sup>(d)</sup>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>RENOVÁVEIS</b>	97.317	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
HIDRÓ <sup>(a)</sup>	77.329	78.959	81.517	83.184	87.576	92.352	97.337	101.223	103.476	106.499	111.723
IMPORTAÇÃO <sup>(b)</sup>	6.275	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114
PCH	4.560	5.009	5.221	5.247	5.388	5.448	5.578	5.858	6.168	6.688	7.098
BIOMASSA	7.750	8.908	9.164	9.504	9.554	9.604	9.704	10.454	11.404	12.304	13.454
EÓLICA	1.403	1.981	5.208	7.151	8.100	9.383	9.883	11.033	12.683	14.113	15.563
<b>NÃO RENOVÁVEIS</b>	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
CARVÃO	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.316	3.482	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
ÓLEO DIESEL	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
<b>TOTAL<sup>(c)</sup></b>	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

Fonte: MME (2012).

A Figura 4 apresenta uma análise dos cenários consolidados (2011 e 2021) e dos cenários previstos (2021 e 2031). O cenário previsto pelo PDE 2021, em 2011, é comparado com a consolidação realizada em 2021. O cenário consolidado em 2021, apresenta 58% da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil proveniente de fonte hidráulica e 13% de usinas térmicas. Ou seja, 4% a menos em hidrelétricas, e 1% a menos em térmicas com relação ao previsto anteriormente no PDE 2021.

Figura 4: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN.



Fonte: Adaptado de MME (2022).

Além disso, destacam-se que as fontes renováveis alcançaram a marca de 25% de participação no SIN, ou seja, 5% a mais do que o previsto e grande parte disso por conta das usinas eólicas e solares. A previsão inicial era que a fonte eólica atingisse 15,5 GW de potência instalada em 2021 e o que se consolidou foi que ambas as fontes somadas atingiram a marca de 24 GW. Essa comparação do cenário previsto *versus* consolidado para 2021 é apresentado resumidamente na Tabela 1.

Extrapolando o horizonte para o cenário PDE 2031, percebe-se a tendência de redução da fonte hídrica, correspondendo a 44% (12% e 26% a menos que 2021 e 2011, respectivamente). Para a fonte térmica, a participação vai de 13% para 15%, contudo, ressalta-se que, embora o número permaneça praticamente inalterado, na realidade irá ocorrer uma grande contratação de térmicas nos próximos anos, pois, a maior parte dessas usinas que compõe a matriz elétrica atual está em fim de contrato.

Tabela 1: Capacidade instalada prevista *versus* consolidada em 2021.

Fonte		Capacidade Instalada (%)	Capacidade Instalada (MW)
UHE	Previsto	63%	111.723
	Consolidado	58%	108.903
PCH	Previsto	4%	7.098
	Consolidado	4%	6.830
BIO	Previsto	8%	13.454
	Consolidado	8%	14.329
EOL+UFV	Previsto	9%	15.563
	Consolidado	13%	24.027
UTE	Previsto	17%	29.456
	Consolidado	13%	25.027
MMGD	Previsto	0%	-
	Consolidado	4%	8.013

Fonte: Autor (2022).

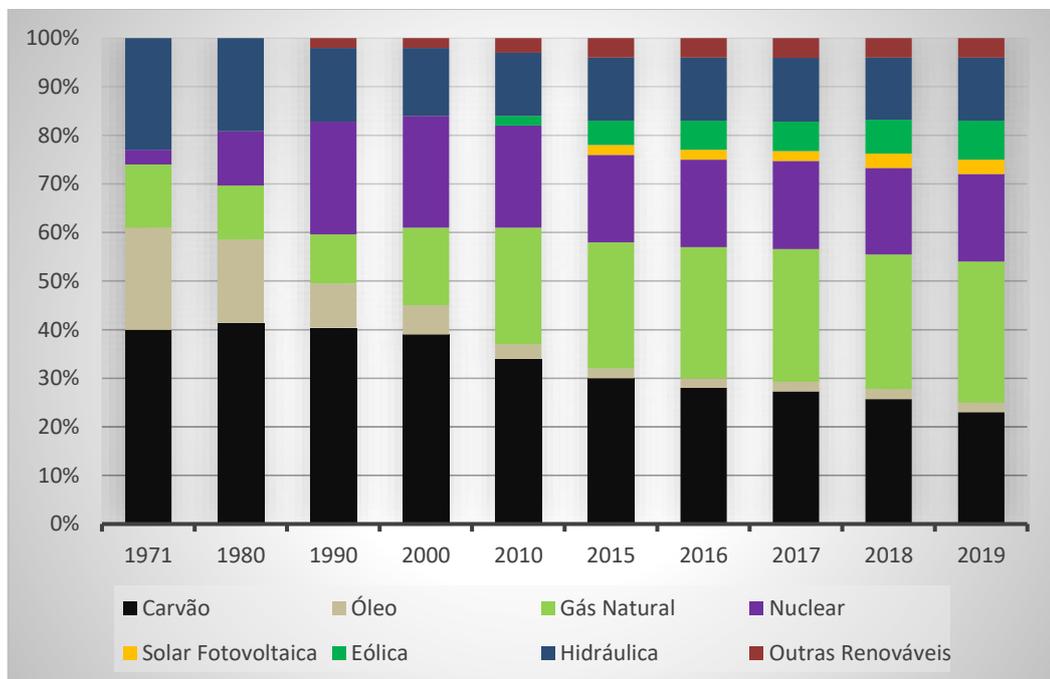
As eólicas e solares têm previsão de crescer 3% e atingir 16% de representação no SIN, e, por sua vez, as usinas a biomassa devem reduzir sua participação para 6%. O grande destaque são as Micro e Minigerações Distribuídas (MMGD) que passarão a representar 14% do SIN.

Dessa forma, a tendência é que o Brasil deixe de ser caracterizado como um sistema hidrotérmico devido à alta penetração de fontes renováveis não convencionais, na sua maioria

composta por tecnologias assíncronas, diferente das tradicionais tecnologias síncronas utilizadas na conversão de energia primária para a energia elétrica. Essa transição elétrica tem sido realizada por diversos países ao redor do mundo, trazendo benefícios para o desenvolvimento sustentável, e impactando diretamente no planejamento da expansão da transmissão.

Com relação ao cenário mundial, na Figura 5 mostra a evolução da matriz elétrica dos países com economias avançadas, sendo estes (IEA, 2019): China, Estados Unidos, Índia e União Europeia.

Figura 5: Composição da matriz elétrica dos países com economias avançadas.



Fonte: Adaptado de (IEA, 2019).

Na fonte hidráulica, observa-se um movimento de redução percentual de participação, onde em 1971 existia 23% de participação na composição hidrotérmica passando para 13% em 2019 na composição atual. As fontes de carvão e óleo apresentam um declínio de 40% e 21%, em 1971 para 23% e 2% em 2019, respectivamente. Em contrapartida, o gás natural apresenta um aumento de 13%, em 1971 para 23%, em 2019. Destaca-se que a fonte eólica começa a aparecer nos registros apenas em 2010, com 2%, e alcança 8% em 2019, enquanto que a solar aparece em 2015, com 2%, e em 2019 representa 3% da matriz elétrica deste conjunto de países.

Conforme pode ser observado, a participação de fontes limpas da matriz elétrica brasileira é mais significativa se comparada com este levantamento da IEA 2019, seja em hidrelétricas, solares, eólicas ou outras fontes renováveis. Este aspecto evidencia algumas diferenças importantes relacionadas aos objetivos estratégicos assumidos por diferentes países na direção da descarbonização, descentralização e digitalização. Enquanto China, EUA e Europa concentram esforços na descarbonização, o Brasil busca adaptar-se a descentralização que as fontes renováveis não convencionais impõem neste cenário de transição energética.

Devido à transição energética em curso, o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão tem enfrentado diversos novos desafios, alguns voltados a significativas alterações no processo de planejamento, anteriormente projetado para a expansão hidrotérmica. Por exemplo, desde 2013, a EPE está explorando novas perspectivas de análise, intituladas “Estudos Proativos de Transmissão”, que têm como objetivo o entendimento da necessidade de antecipar ações da expansão da transmissão. A justificativa para estes estudos se ampara na diferença temporal da construção destas usinas renováveis de menor porte, que em média são implantadas em 3 anos, e a construção de linhas de transmissão, que em média necessitam de 5 anos, o que dificulta a coordenação dessa expansão (MME, 2022).

Além disso, outros quatro pontos se destacam com relação à dificuldade nesse processo gerado pelo crescimento das fontes renováveis:

- O primeiro ponto é que ambas as fontes (eólica e solar) possuem características variáveis ou intermitentes, ou seja, o processo de previsão de geração é mais complexo, trazendo maiores incertezas para a operação dos sistemas. Por conseguinte, o aproveitamento dos recursos energéticos (vento ou irradiação solar) suficientes para geração, conduz a práticas operativas (UC e Despacho) que visam não perder a oportunidade de escalonamento desta forma de geração, trazendo maiores dificuldades para a gestão dos sistemas e criando uma pressão sobre os operadores, no sentido de aceitarem maiores riscos na operação dos sistemas;
- O segundo ponto é que grande parte dessas usinas são localizadas no Nordeste, enquanto o maior consumo do Brasil é no Sudeste. Dessa forma, é necessário criar meios para escoar esta energia de um subsistema para o outro. Isso envolve um planejamento e investimento bastante complexo, pois, como as regiões são muito distantes, as soluções acabam tendo limitações. Além disso, devido a estes tipos de usinas se encontrarem hoje no ambiente de contratação livre, é difícil mapear as particularidades de cada empreendimento. Por conta disso, muitas vezes a EPE precisa estimar o montante de

energia e a localização destes empreendimentos e, a partir disso, fazer um planejamento flexível de forma a garantir a segurança do sistema para a maior parte dos cenários previstos (MME, 2022);

- O terceiro ponto vem ao encontro da redução do sistema síncrono para dar lugar a um sistema assíncrono, onde fontes de geração hídricas e térmicas dão lugar a fontes eólicas e fotovoltaicas. A principal consequência dessa redução está ligada à redução dos serviços de sistemas que são inerentes, principalmente, a fontes de geração com características de conexão síncronas;
- O quarto ponto é destacado pela caracterização de fontes renováveis não convencionais classificadas como geração distribuída de pequena escala, como é o caso do crescimento exponencial do uso de painéis fotovoltaicos em níveis de tensão associados aos segmentos de distribuição de energia. Além de representar uma produção dispersa que não utiliza o Sistema Interligado Nacional (SIN), elevando as incertezas para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, caracteriza-se como uma opção dos consumidores para a redução dos custos vinculados a eletricidade, podendo trazer profundas alterações ao negócio, hoje estabelecido, das empresas de distribuição de energia.

Estas dificuldades têm sido tratadas à medida que se materializam os estudos de expansão da transmissão. Contudo, a necessidade de alterações/reformulações em processos, critérios, procedimentos e metodologias de análise de sistemas elétricos são uma realidade para o Brasil.

Dessa forma, as próximas seções/capítulos deste TCC apresentam um estudo de caso de como se tem realizado o planejamento do sistema elétrico referente ao sistema de transmissão durante os últimos anos no Brasil. Além disso, destaca-se, que o planejamento no Brasil ainda está em fase de adaptação, onde a EPE vem fazendo esforços para encontrar soluções para otimizar ainda mais o processo de planejamento em vigor no país.

## **2 PROCESSO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

De forma a esclarecer como é conduzido o processo do planejamento da expansão da transmissão no Brasil, apresenta-se, inicialmente de forma breve, uma visão da organização sócio-política do setor elétrico em diferentes países com economias desenvolvidas, demonstrando diferentes opções e semelhanças com o setor elétrico Brasileiro e, na sequência, apresenta-se sucintamente o processo de planejamento da transmissão, apresentando os principais órgãos governamentais envolvidos e seus respectivos produtos de planejamento.

### **2.1 ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

A perspectiva da matriz elétrica mundial é de um cenário de transição energética das fontes convencionais para as fontes renováveis (não convencionais). Com o objetivo de compreender como os diferentes modelos organizacionais impactam no planejamento da transmissão, na primeira parte deste capítulo, será discutida novamente a matriz energética brasileira em comparação com a mundial, detalhando a participação de diferentes tecnologias de geração. Neste ponto, é importante destacar que foram utilizadas diferentes fontes de pesquisa para esta análise, sendo possível encontrar pequenas diferenças nas comparações realizadas. A partir deste ponto, apresenta-se a organização do setor elétrico de economias desenvolvidas, comparando com o Brasil e buscando evidenciar as particularidades de cada uma dessas economias no contexto da transição energética em curso no cenário global.

Observa-se na Tabela 2 e na Tabela 3 a geração no Brasil e no mundo para o ano de 2020 em valores absolutos (GWh) e em valores percentuais, respectivamente. Conforme mencionado anteriormente, o Brasil apresenta uma maior diversidade de fontes renováveis convencionais e não convencionais quando comparado aos outros países.

Destaca-se a geração eólica na União Europeia, a qual possui um valor muito expressivo quando comparado as demais regiões em valores percentuais. Além disso, podem ser citados como destaque a dependência do carvão de todos os países com exceção do Brasil e a grande participação do gás natural na União Europeia e nos Estados Unidos. A partir da matriz energética dos países, pode-se discutir sobre como essa característica reflete na organização de cada um deles.

Tabela 2: Geração de energia elétrica 2020 no Brasil e em economias evoluídas (GWh).

Fontes	Brasil (GWh)	União Europeia (GWh)	Estados Unidos (GWh)	China (GWh)	Índia (GWh)
Carvão	17.539	392.807	851.869	5.014.841	1.167.298
Óleo	10.736	48.583	36.212	10.962	4.922
Gás Natural	53.464	680.603	1.669.868	239.445	68.288
Biocombustíveis	58.742	175.181	53.097	113.992	31.314
Nuclear	14.053	-	823.191	-	43.029
Hidráulica	396.327	381.190	314.316	1.334.859	167.029
Eólica	57.051	472.665	-	471.176	66.148
Outras Fontes	268	-	-	-	-
Resíduos	2.269	49.913	17.330	-	1.596
Solar Fotovoltaica	10.750	153.045	116.692	269.726	61.344
Geotérmico	-	6.701	19.292	125	-
Marés	-	492	-	12	-
Solar Térmicas	-	-	4.391	-	-

Fonte: IEA (2021).

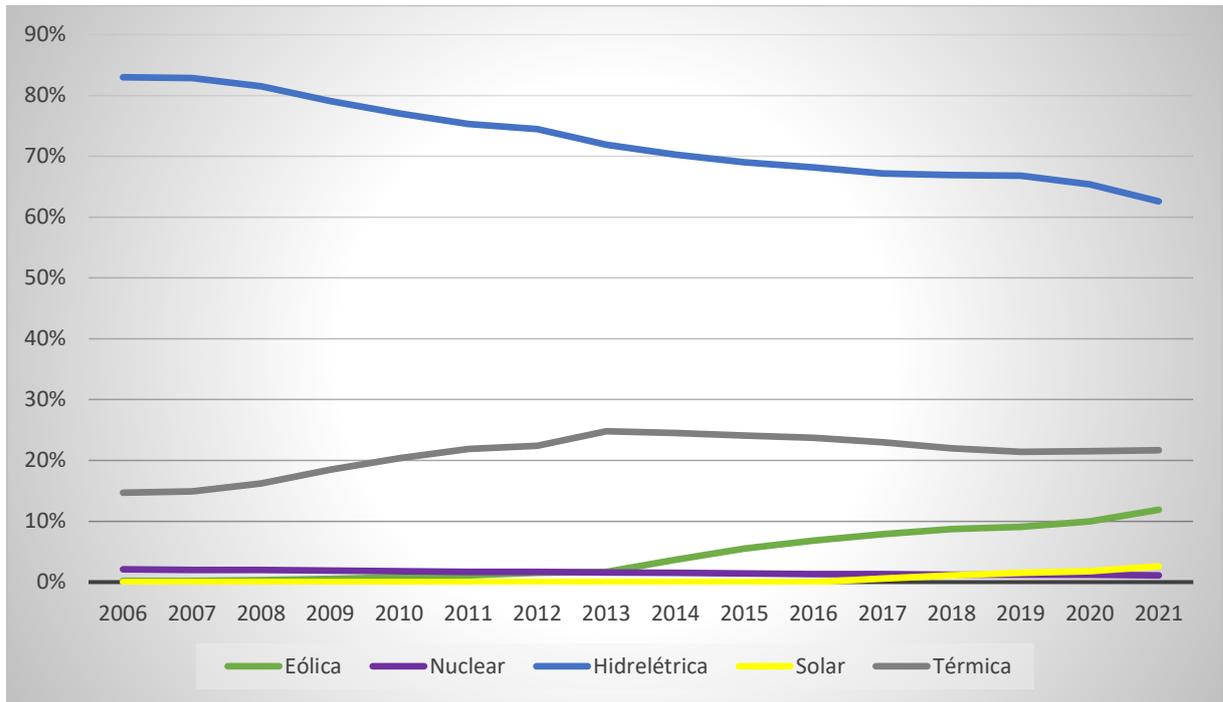
Tabela 3: Geração de energia elétrica 2020 no Brasil e em economias avançadas (%).

Fontes	Brasil (%)	União Europeia (%)	Estados Unidos (%)	China (%)	Índia (%)
Carvão	3%	17%	22%	67%	72%
Óleo	2%	2%	1%	0%	0%
Gás Natural	9%	29%	43%	3%	4%
Biocombustíveis	9%	7%	1%	2%	2%
Nuclear	2%	0%	21%	0%	3%
Hidráulica	64%	16%	8%	18%	10%
Eólica	9%	20%	0%	6%	4%
Outras Fontes	0%	0%	0%	0%	0%
Resíduos	0%	2%	0%	0%	0%
Solar Fotovoltaica	2%	6%	3%	4%	4%
Geotérmico	0%	0%	0%	0%	0%
Marés	0%	0%	0%	0%	0%
Solar Térmicas	0%	0%	0%	0%	0%

Fonte: IEA (2021).

Uma outra comparação bastante válida no caso do Brasil, é a composição histórica da matriz elétrica brasileira, que pode ser observada na Figura 6. A partir dela pode ser observado novamente a redução das hidrelétricas e o crescimento das eólicas.

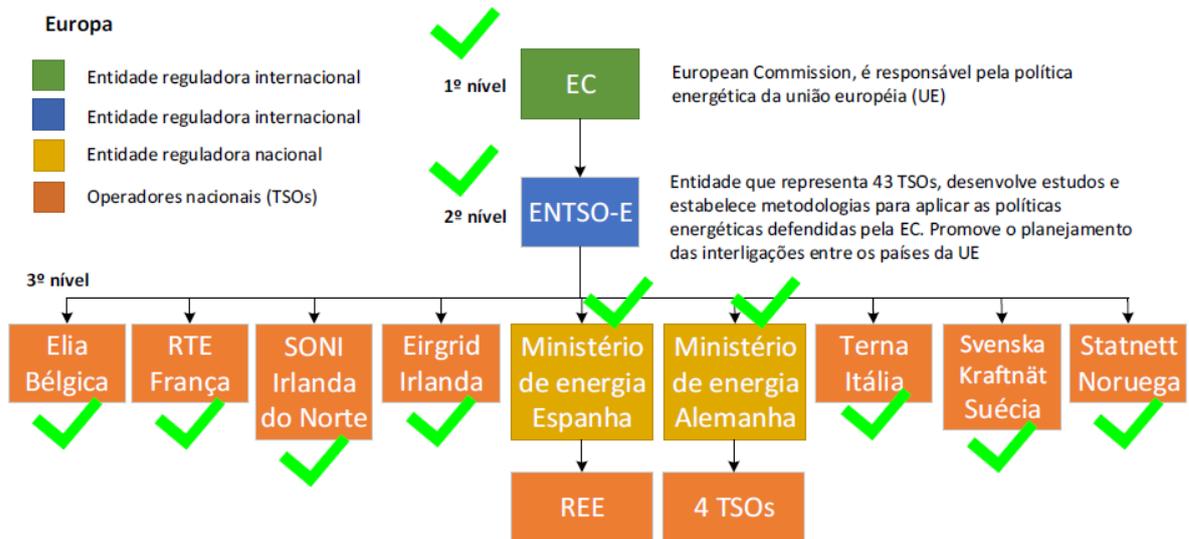
Figura 6: Composição da matriz elétrica brasileira ao longo dos anos.



Fonte: Adaptado de ONS ([s.d.]).

A estruturação da organização do setor elétrico, de cada um dos países citados, será apresentada de maneira sintética. O fluxograma com as entidades reguladoras e operadores da Europa pode ser observado na Figura 7.

Figura 7: Fluxograma da organização do setor elétrico na Europa.



Cada país elabora seu planejamento de expansão da transmissão interno, seguindo recomendações do ENTSO-E e a seu próprio critério.

Fonte: INESC P&D BRASIL (2018).

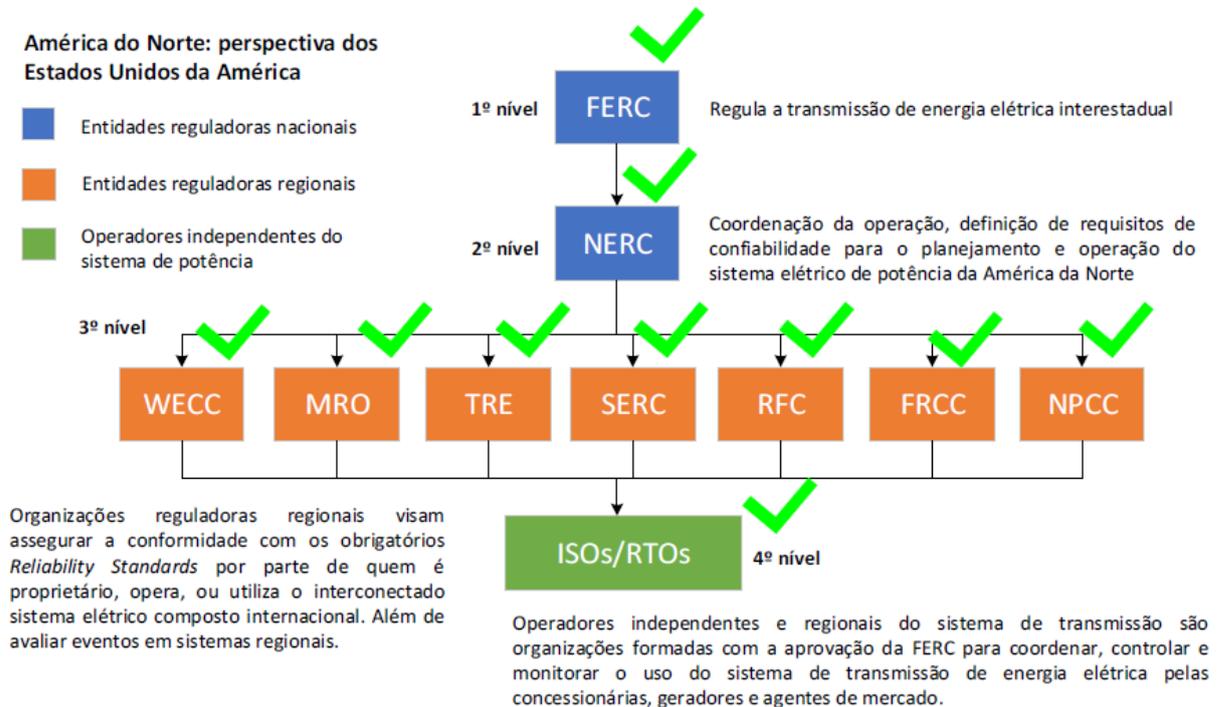
Na Figura 7, podem ser observados alguns órgãos, dentre eles, existem a *European Commission* (EC), que é responsável pela política energética da união europeia e o *European Network of Transmission System Operators* (ENTSO-E), que é a entidade que representa 43 *Transmission System Operators* (TSO) com o objetivo de integrar o mercado interno de energia, implementar a política energética definida pela EC e promover a cooperação entre os operadores. Além disso, a ENTSO-E publica periodicamente estudos de planejamento da expansão da transmissão com teor indicativo, destinando a escolha a cada TSO por usar ou não o estudo. A associação também publica metodologias de custo-benefício e outros estudos específicos para utilização própria (INESC P&D BRASIL, 2018).

Conforme citado anteriormente, cada TSO é responsável pelos seus estudos e implementação das expansões, com exceção da Espanha e da Alemanha, onde o Ministério de Energia desenvolve esta atividade.

Nos Estados Unidos da América (EUA), a organização é diferente. A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é a agência federal responsável por regular a transmissão de eletricidade entre os estados, bem como o gás natural e o petróleo. A *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) é responsável por elaborar e aplicar metas de confiabilidade, avaliar anualmente a confiabilidade a curto e longo prazo e monitorar o sistema de transmissão e geração.

Enquanto isso, as entidades reguladoras regionais são as responsáveis por assegurar o cumprimento das metas de confiabilidade definidas pela NERC, bem como coordenar a operação e as atividades de planejamento para os seus membros. Já os *Independent System Operators* (ISOs) ou *Regional Transmission Operators* (RTOs) são responsáveis por operar, coordenar, controlar e monitorar o uso do sistema de transmissão de energia elétrica pelas concessionárias, geradores e agentes de mercado. O fluxograma da organização do setor elétrico dos EUA pode ser observado na Figura 8 (INESC P&D BRASIL, 2018).

Figura 8: Fluxograma da organização do setor elétrico nos EUA.

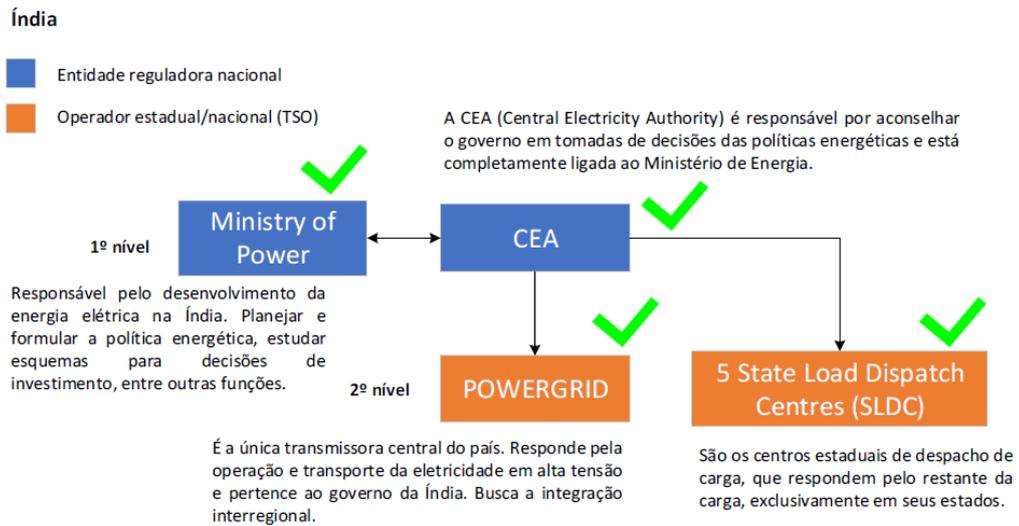


Fonte: INESC P&D BRASIL (2018).

Na Índia, duas entidades atuam em paralelo, a primeira é o *Ministry of Power* que tem como objetivo principal planejar e formular a política energética do país e atuar no estudo de decisões de investimento, monitoramento e implementação de projetos elétricos. A segunda entidade é a *Central Electricity Authority* (CEA) que tem como responsabilidade aconselhar o governo em tomadas de decisões relacionadas as políticas energéticas. Dessa forma, a CEA elabora o Plano Nacional de Eletricidade que deve estar em conformidade com a política energética elaborada pelo *Ministry of Power*.

A *Power Grid Corporation* é a única transmissora central do país, responsável por transmitir cerca de metade da geração total na Índia e detentora de 100 mil km de linhas de transmissão. Além desta transmissora, que pertence ao governo do país, existem outras operadoras denominadas *State Load Dispatch Centres* (SLDC), que são responsáveis pelo restante da carga em seus estados. O fluxograma da organização do setor elétrico da Índia pode ser observado na Figura 9 (INESC P&D BRASIL, 2018).

Figura 9: Fluxograma da organização do setor elétrico na Índia.

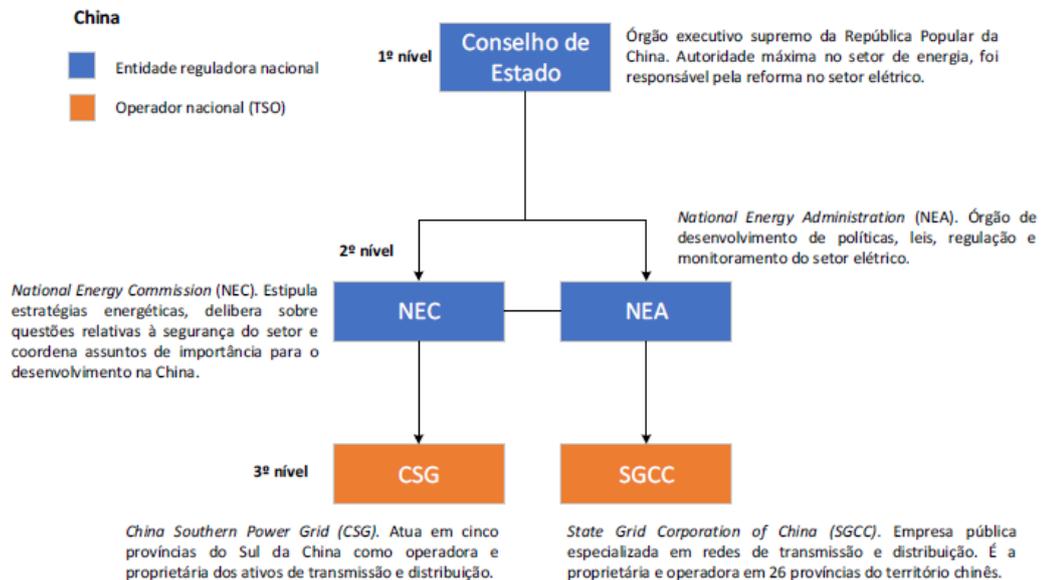


Fonte: INESC P&D BRASIL (2018).

Na China, o órgão executivo supremo é denominado por Conselho de Estado e é responsável por conduzir as reformas do setor elétrico no país. A *National Energy Commission* (NEC) é a responsável por elaborar estratégias energéticas e coordenar o desenvolvimento de energia na China. A *National Energy Administration* (NEA) é o órgão relacionado com a elaboração de políticas, leis, regulação e monitoramento do setor elétrico e também promove o desenvolvimento de pesquisas, planejamentos e supervisões em energias primárias e secundárias.

A *China Southern Power Grid* (CSG) é o operador nacional que atua em cinco províncias do sul da China e é a proprietária dos ativos de transmissão e distribuição. Por sua vez, a *State Grid Corporation of China* (SGCC) é uma empresa pública especializada em redes de transmissão e distribuição responsável por operar a rede em 26 províncias da China. O fluxograma da organização do setor elétrico da China pode ser observado na Figura 10 (INESC P&D BRASIL, 2018).

Figura 10: Fluxograma da organização do setor elétrico na China.



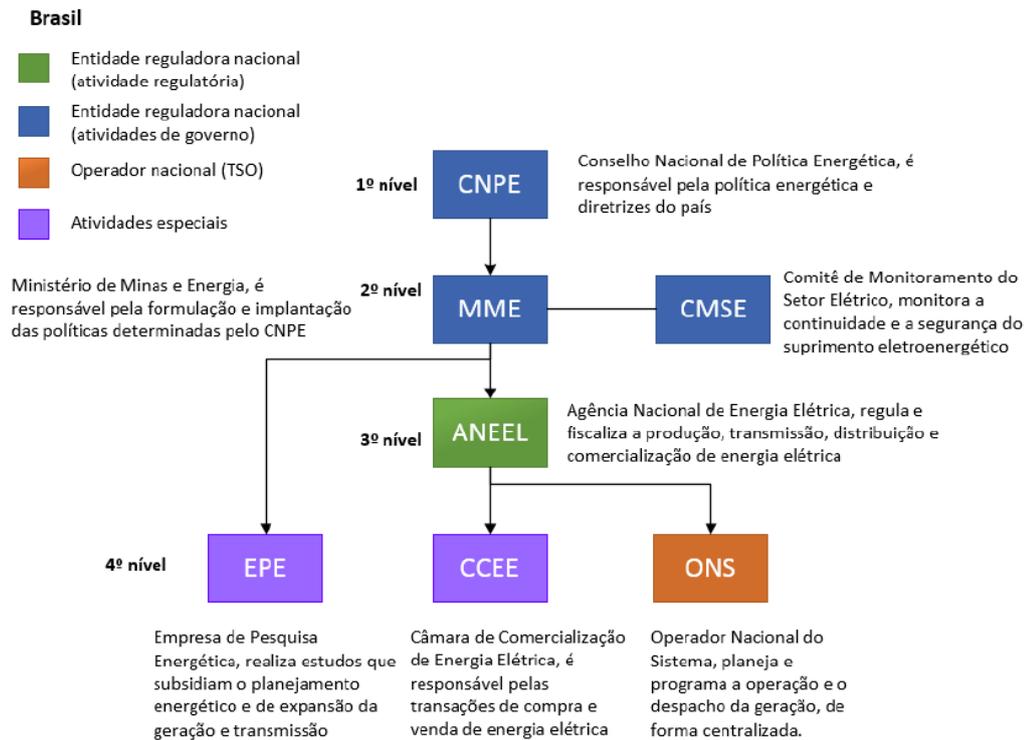
Fonte: INESC P&D BRASIL (2018).

Por fim, no Brasil, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) é o órgão responsável pela definição da política energética brasileira, enquanto o Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável pela implementação da política energética definida pelo CNPE. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem o objetivo de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no Brasil.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a responsável por regular e fiscalizar o sistema elétrico e, dessa forma, coordenar as definições de tarifas de transporte de consumo de forma a garantir o equilíbrio econômico e financeiro das concessões. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pela elaboração dos estudos e pesquisas destinados ao planejamento do setor elétrico, abrangendo a energia elétrica, o petróleo e o gás natural e seus derivados e biocombustíveis.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por supervisionar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável por viabilizar as atividades de compra e venda de energia em todo o país. O fluxograma da organização do setor elétrico do Brasil pode ser observado na Figura 11 (INESC P&D BRASIL, 2018).

Figura 11: Fluxograma da organização do setor elétrico no Brasil.



Fonte: INESC P&D BRASIL (2018).

Nota-se que a organização do setor elétrico, apesar de diferente, tem semelhanças entre os países como, por exemplo, a divisão entre os níveis hierárquicos, a definição de entidades responsáveis pela política energética, e a estruturação da pesquisa e do planejamento. Destaca-se que o Brasil é o único país, dentre os citados, que possui apenas um operador nacional.

A partir desta discussão, será apresentado na próxima seção, de forma resumida, como é organizado o processo de planejamento da expansão do sistema da transmissão no Brasil.

## 2.2 APRESENTAÇÃO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado como um sistema de grande porte, interligado em quase todo o seu território com exceção de algumas regiões. É subdividido em 4 subsistemas, sendo eles o Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste-Centro-Oeste (SE-CO) e Sul (S) (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015), sendo os subsistemas interligados por grandes linhas de transmissão, possibilitando a complementariedade de fontes renováveis entre as diferentes regiões do país.

O processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão no Brasil envolve diferentes órgãos, com responsabilidades distintas conforme mencionado anteriormente. No âmbito de planejamento da transmissão, a EPE recomenda todas as novas instalações de transmissão a serem integradas na Rede Básica por meio de estudos específicos, considerando horizontes de curto, médio e longo prazo. Estes estudos subsidiam o MME na priorização das instalações da transmissão a serem outorgadas, e sinalizam para os agentes setoriais os investimentos a serem realizados nos próximos anos.

Para completar o ciclo de planejamento, o ONS elabora estudos da operação em horizontes de curto a médio prazo, propondo ampliações e reforços na Rede Básica. O MME tem a responsabilidade de consolidar as propostas da EPE e do ONS, e emitir o documento de Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) que relaciona os próximos empreendimentos que devem ser outorgados pela ANEEL.

Nas próximas seções é apresentado o detalhamento das características do modelo de planejamento em vigor.

### **2.2.1 Características do Modelo Atual**

O processo de planejamento envolve uma gama de diferentes atores, onde se destacam os agentes de transmissão do sistema, que podem ser envolvidos também em alguns casos específicos para ajudar na consolidação de estudos dos sistemas de transmissão.

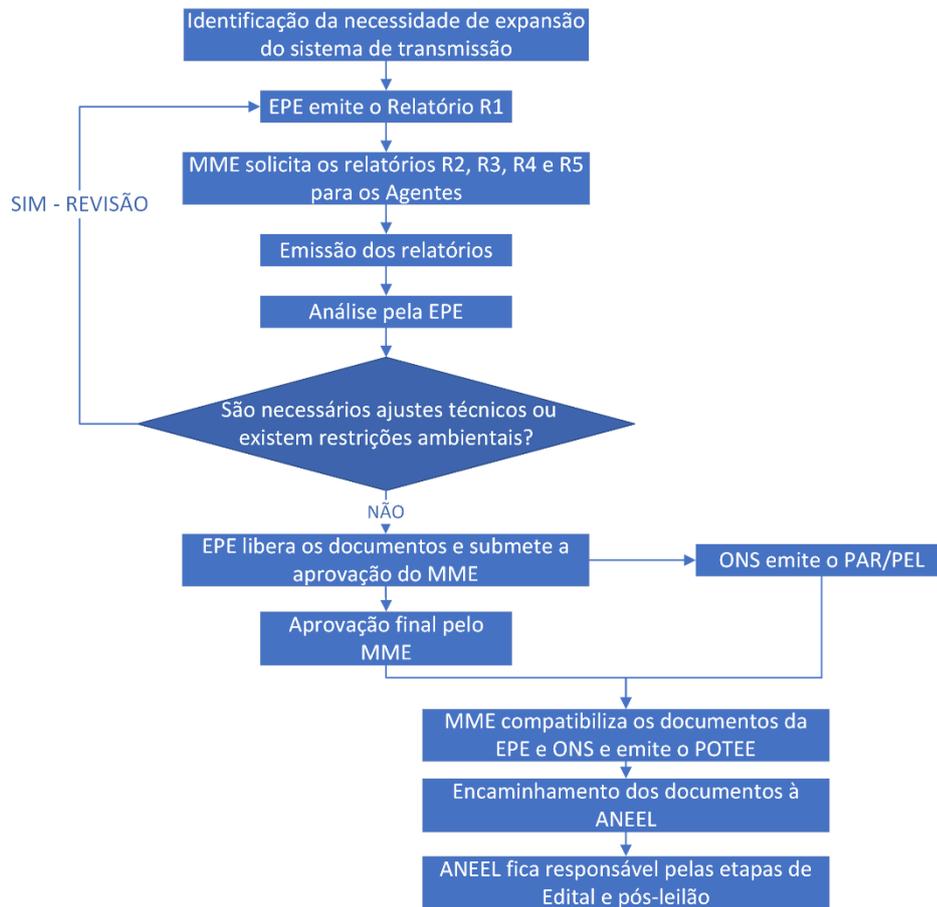
Para facilitar o entendimento de como estes órgãos se relacionam, é apresentado o fluxograma na Figura 12 (EPE, 2020b). Alguns dos documentos indicados serão abordados com maior profundidade nas próximas seções.

A primeira etapa do planejamento é a identificação da necessidade de expansão da rede de transmissão. Essa identificação pode ser realizada de diferentes formas, entre as mais comuns citam-se os estudos internos específicos da EPE e a avaliação de grandes potenciais de energia elétrica contratada em leilões, em que pode ser identificado que o sistema atual não consegue escoar este potencial. Este diagnóstico inicial do sistema é realizado a partir de análises de desempenho elétrico em diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração e tem como base o plano de expansão de referência de geração (MME, 2022).

A partir da identificação do problema, a EPE elabora o relatório R1, que é o primeiro estudo realizado para propor uma solução técnico-econômica, e submete à aprovação do MME. A partir do relatório R1, o MME solicita os relatórios R2 a R5, em geral, aos agentes de

transmissão e em alguns casos específicos, a EPE pode desenvolver ou coordenar estes relatórios.

Figura 12: Processo de planejamento de expansão do sistema de transmissão.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b).

Após a elaboração dos relatórios R2 a R5, a EPE verifica a qualidade e a conformidade dos documentos recebidos. Caso o resultado desses relatórios indique a necessidade de revisão do relatório R1 por ajustes técnicos ou alguma restrição ambiental encontrada, a EPE faz a revisão do R1 e reinicia o processo.

Caso não seja necessária uma nova revisão, a EPE encaminha o documento para a aprovação do MME e, em paralelo, o ONS inicia a elaboração do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo, que é composta por dois documentos, são eles o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão (PAR) e o Plano de Operação Elétrica Anual (PEL) (ONS, 2021).

A partir do R1 aprovado e do PAR/PEL concluído, o MME consolida os documentos e emite o POTEE. A partir disso, o MME encaminha toda a documentação para a ANEEL que fica responsável por licitar as obras de expansão do sistema de transmissão.

#### 2.2.1.1 *Relatórios R's*

Conforme abordado anteriormente, após a identificação da necessidade da expansão do sistema de transmissão, são necessários estudos para avaliar a viabilidade técnico-econômica do conjunto de obras a ser proposto e licitado. A documentação técnica para o processo de licitação é composta por cinco relatórios sendo eles denominados R1, R2, R3, R4 e R5 conforme apresentado abaixo:

O objetivo de cada relatório mencionado anteriormente é destacado a seguir:

- Relatório R1: Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental. Tem como objetivo estudar alternativas para solucionar problemas existentes ou futuros na transmissão de energia e apresentar a melhor alternativa (denominada alternativa vencedora ou alternativa de referência) baseada em critérios técnicos, econômicos e socioambientais.
- Relatório R2: Detalhamento Técnico da Alternativa de Referência. Tem como objetivo definir as características técnicas da alternativa de referência, englobando estudos mais detalhados, como por exemplo, estudos eletromagnéticos de manobra, entre outros.
- Relatório R3: Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental para Linhas de Transmissão e Subestações. Fornece informações sobre a viabilidade das obras indicadas pelos relatórios R1 e R2, e identifica possíveis problemas futuros.
- Relatório R4: Caracterização do Sistema de Transmissão. Identifica as características técnicas que serão compartilhadas ou adjacentes ao novo projeto.
- Relatório R5: Estimativa de Custos Fundiários. Apresenta a estimativa dos custos fundiários referentes à região onde a nova instalação será implantada (EPE, 2020b).

O documento que formaliza o processo de elaboração dos relatórios R's é o "EPE-DEE-DEA-NT-004/2020rev0 – Estrutura e Conteúdo Dos Relatórios R1, R2, R3, R4 E R5".

Destaca-se que os empreendimentos são propostos no relatório R1, e os outros quatro têm a função de nivelar a complexidade das informações e reduzir a assimetria das mesmas de forma a deixar a proposta mais segura. O R1 é responsável por detectar pontos importantes a serem aprofundados nos outros relatórios e demonstrar a necessidade ou até a dispensa dos demais relatórios.

Como o objetivo deste trabalho é avaliar a evolução do planejamento, o R1 será o foco das análises. Justifica-se que é neste documento que se realiza a análise do porquê é necessário um novo conjunto de obras para solucionar um determinado problema e são apresentadas as principais informações sobre os novos empreendimentos. Além disso, é neste documento que são propostas as obras que serão consolidadas no decorrer do processo de licitação.

Este documento é dividido em duas partes, a primeira delas é referente às análises técnico-econômicas do estudo de planejamento, ou seja, os estudos elétricos. O objetivo é indicar as características técnicas preliminares das obras propostas, bem como uma estimativa do seu custo de forma a propor a melhor alternativa com base nestes dois critérios. A segunda parte trata das análises socioambientais preliminar de forma a estudar o local em que a alternativa proposta estará inserida e evitar possíveis impedimentos futuros.

A análise técnico-econômica tem seu início com a identificação da região de estudo e preparação dos cenários de carga. Estes cenários serão utilizados como dados de entrada para os estudos de fluxo de potência e curto-circuito previstos no R1. A partir disso, realiza-se o diagnóstico do desempenho do sistema em regime permanente com a topologia atual.

Com base nos problemas encontrados neste estudo, são propostas alternativas para solucionar estes casos. Para cada uma das soluções, realiza-se novamente os estudos em regime permanente de forma a verificar o desempenho técnico das alternativas. A partir disso, realiza-se também a análise econômica de forma a definir a alternativa de referência, que será a de mínimo custo global.

Com a alternativa de referência definida, devem ser realizados estudos específicos, a destacar (EPE, 2020b):

- I. Avaliação técnico-econômica das linhas de transmissão: avaliar a otimização do condutor econômico sobre a alternativa vencedora;
- II. Análise de desempenho dinâmico – estabilidade eletromecânica: avaliar o desempenho do sistema em regime transitório à frequência fundamental;

- III. Análise de sobretensões à frequência fundamental: avaliar a necessidade de reatores de linha de forma a corrigir eventuais valores de níveis de tensão no sistema;
- IV. Análise de superação de barramentos e equipamentos: avaliar a suportabilidade dos barramentos e equipamentos nas subestações existentes da região de interesse. Este estudo pode não ser necessário a depender da análise EPE;
- V. Análise de curto-circuito: avaliar a adequabilidade dos disjuntores da região de interesse quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito;
- VI. Análises complementares: aplicado para casos particulares, mas, em geral, podem ser estudos de estabilidade de tensão, confiabilidade, decisão sob incerteza, ressonância e extinção de arco secundário, dentre outros.

Estes estudos devem ser realizados apenas para a alternativa vencedora, ou para todas as alternativas a depender do que a EPE julgar necessário. Ao final do estudo técnico-econômico, são apresentadas as fichas do Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Programa de Expansão de Longo prazo (PELP) para o R1 específico que serão consolidadas de acordo com a seção seguinte.

#### *2.2.1.2 Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP)*

A partir dos estudos de expansão da transmissão, a EPE publica o Programa de PET/PELP. Este documento é elaborado duas vezes ao ano e é um documento gerencial que consolida todas as instalações de transmissão ainda não licitadas ou não autorizadas. O PET abrange as obras dos 6 primeiros anos, e o PELP a partir do sétimo ano (EPE, 2021b). Destaca-se que cada relatório R1 emitido apresenta estas fichas de forma que a emissão deste documento tem o objetivo de consolidar todos os estudos elaborados no período.

#### *2.2.1.3 Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN- PAR/PEL*

Conforme apresentado no fluxograma na Figura 12, em paralelo com os estudos desenvolvidos pela EPE, o ONS tem um papel bem definido no planejamento da expansão da transmissão, sendo seu principal produto a elaboração do Plano da Operação Elétrica de Médio

Prazo do SIN, composto pelos documentos PAR/PEL. Assim, são criadas as condições para a consolidação das visões de planejamento e operação.

O ONS elabora anualmente estes documentos e encaminha ao Poder Concedente com a proposição de ampliações das instalações da rede básica e reforços no SIN na visão da operação, que devem ser considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão de forma a garantir a segurança da operação futura. O horizonte de estudo deste documento é de 5 anos conforme definido pelo MME (ONS, 2021).

Com relação aos dois primeiros anos de estudo, que corresponde ao horizonte do PEL, o objetivo é apresentar algumas recomendações operativas que possam contornar os problemas identificados até que as soluções definitivas possam ser implantadas.

Com relação ao restante do horizonte de estudo, segundo o ONS:

O enfoque estruturante, que abrange os três últimos anos do horizonte de cinco anos, visa adequar a cronologia do plano de expansão da transmissão estabelecido pelas solicitações de acesso, ampliações, reforços e melhorias, bem como às variações nas previsões de carga que não tenham sido consideradas pelo planejamento da expansão de geração e transmissão pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (ONS, 2021).

Destaca-se que a estrutura dividida em PAR/PEL, e o horizonte de estudo indicado, é o que está sendo praticado desde 2019. Entre os anos de 2001 a 2016, a elaboração dos produtos era realizada individualmente, considerando um horizonte de 3 anos para o PAR, evoluindo para 4 e 5 anos em 2017 e 2018, respectivamente. Somente em 2019 é que surgiu essa nova organização do documento PAR/PEL, em que é realizado em conjunto, com horizonte de 5 anos, conforme destacado.

Ressalta-se que, enquanto os relatórios emitidos pela EPE têm uma visão técnico-econômica de possíveis soluções que possam trazer um ganho para o planejamento, o PAR, emitido pelo ONS, apresenta um entendimento para a operação e como as obras propostas poderão permitir uma maior flexibilidade e segurança para o sistema. A consolidação de ambas as visões é realizada em um plano conjunto envolvendo ambas as entidades (EPE e ONS) e outros atores do setor, como o MME e ANEEL.

#### *2.2.1.4 Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE*

De acordo com o estabelecido na Lei nº 9.074/1995, é atribuição do MME a responsabilidade de definir as instalações de transmissão que compõem a rede básica. A

definição da expansão da transmissão se dá pela compatibilização dos estudos indicados pelo planejamento (EPE) e pela operação (ONS).

Estabelecida a compatibilização dos estudos entre todos os órgãos envolvidos, é aprovada pelo MME o programa de obras consolidado e elabora-se pelo MME/EPE/ONS o relatório de consolidação de obras da rede básica. Neste documento podem ser encontrados os empreendimentos que serão licitados, a modalidade dos leilões, e o conjunto de obras que serão objetos de Resoluções Normativas (REAs) emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (MME, 2017).

### 3 EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO NO NORDESTE

À medida que as fontes renováveis tiveram sua expansão acelerada, o planejamento da transmissão precisou se adaptar a diversos cenários. Um dos principais desafios é a questão temporal relacionada à construção das usinas renováveis conforme comentado na motivação deste trabalho e que vem sendo atenuado devido aos estudos prospectivos realizados pela EPE.

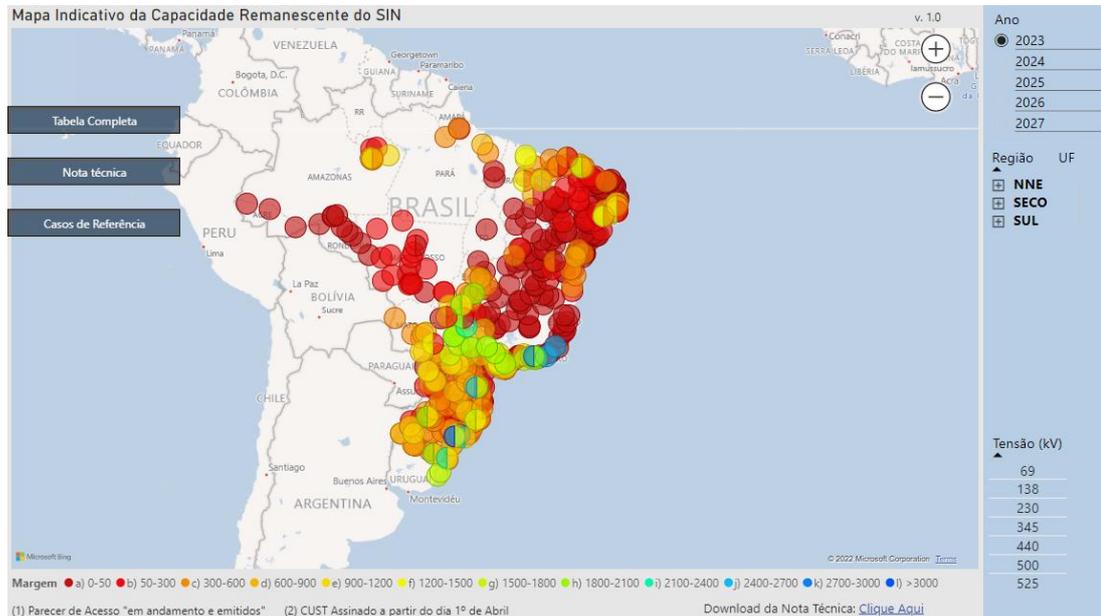
Além da incerteza da geração prospectiva associada as fontes decorrentes de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com a redução de custos para investimento nesse tipo de geração, há uma forte tendência para o aumento do potencial das renováveis no Ambiente de Contratação Livre (ACL), resultando em novos desafios para o processo de planejamento da expansão.

Destaca-se que essa competição das fontes renováveis no ACL foi facilitada nesse período devido à Lei nº 9.427/96 que determina o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de transmissão (TUST) / Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para determinadas fontes de geração. Recentemente, esta lei foi alterada pela Lei nº 14.120/2021 (publicada em março de 2021) que define a data limite para a aplicação destes descontos, de forma que apenas os empreendimentos construídos até 48 meses após a publicação da lei poderão ter este desconto aplicado.

Este fato, aliado ao alto crescimento das fontes renováveis incidiu um número exorbitante de pedidos de processo de acesso junto ao ONS, totalizando cerca de 180 GW de oferta. Entretanto, a projeção para os próximos 10 anos, considerando todas as fontes, são de apenas 40 GW, ou seja, o número de pedidos de processo de acesso é extremamente alto quando comparado com a necessidade prevista (MME, 2022).

A análise dos pedidos de conexão é dificultada por conta da capacidade remanescente para o escoamento de geração de energia, também denominado “Margens do SIN”. Ao avaliar a Figura 13, verifica-se que, principalmente na região Nordeste, onde se localizam grande parte dos projetos de energia renovável, a situação é crítica, de forma que na grande parcela das subestações a margem para conexão de novos empreendimentos é menor que 300 MW para o ano de 2023.

Figura 13: Dashboard indicativo da capacidade remanescente do SIN.



Fonte: ONS (2022).

Dessa forma, a EPE precisou adaptar os seus estudos proativos de forma a filtrar quais empreendimentos de fato se concretizariam para atender a carga no Brasil. Para isso, em 2021 foi elaborado o relatório “EPE-DEE-NT-072/2021 – Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial” que teve como objetivo avaliar o desempenho e a capacidade das interligações regionais com foco específico nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. O documento apresentou uma nova metodologia de diagnóstico em que foi possível determinar com maior eficiência o montante de energia disponível e a localização provável de usinas (EPE, 2021a).

Destaca-se que a grande diferença dos estudos prospectivos para os estudos determinativos, feitos tradicionalmente, é a incerteza atrelada ao potencial de geração a ser considerado, e como essa incerteza impacta na necessidade de expansão do sistema de transmissão.

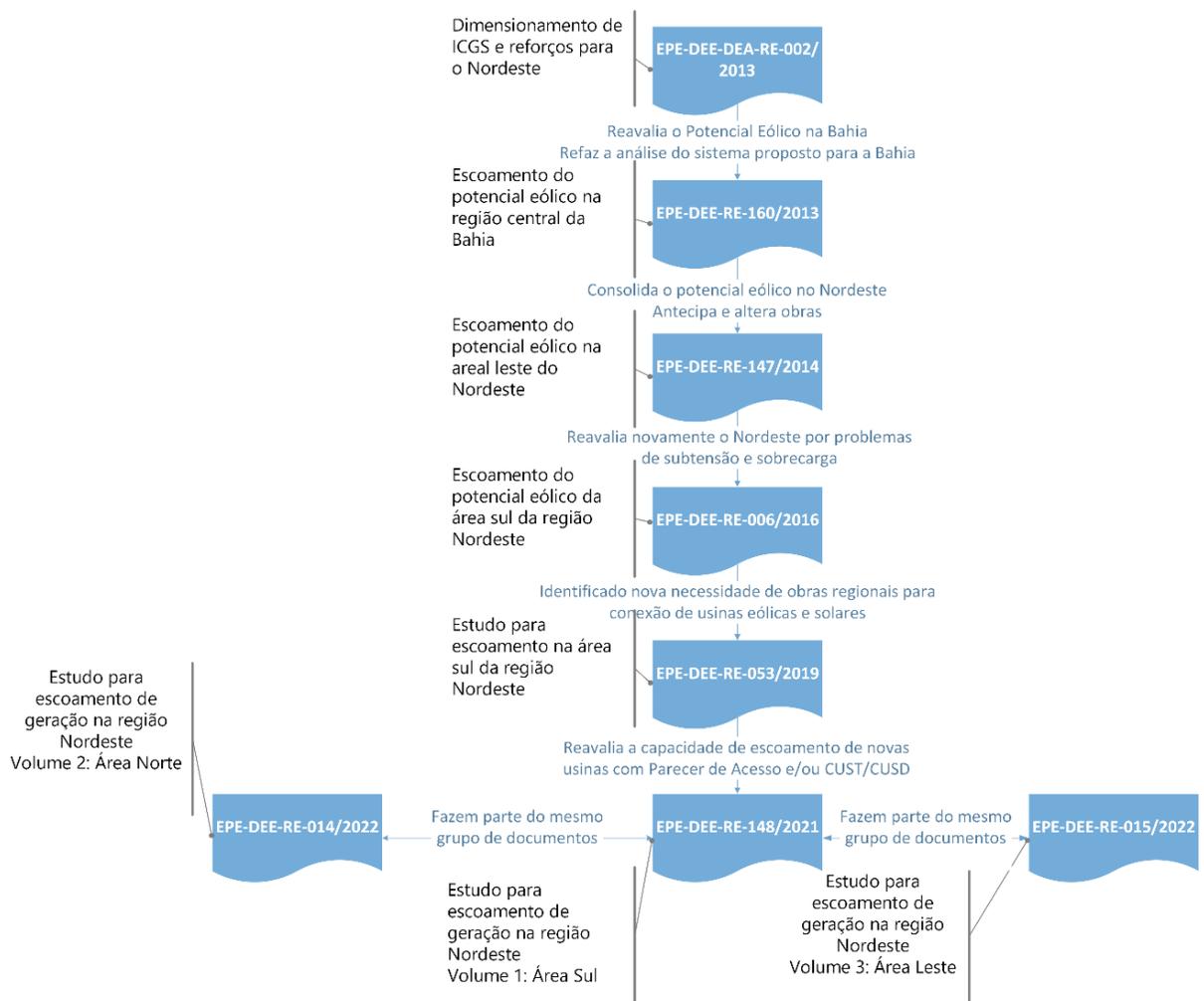
A EPE monitora constantemente a geração que está consolidada, ou seja, advinda de leilões, em que os ganhadores têm a obrigação de operar comercialmente dentro de um horizonte de tempo pré-estabelecido, e considera a potência de usinas já construídas no ACL. A partir dessa geração firme, é analisado se o sistema de transmissão consegue escoar o potencial necessário de forma a atender a carga.

Nos estudos prospectivos, o montante do potencial de geração e sua localização é incerto. Não existe um potencial elétrico firme, pois, são considerados projeções energéticas da

própria EPE. Por conta disso, a identificação da necessidade de expansão também se torna indicativa podendo ser um problema no futuro ou não, a depender da geração a ser concretizada no horizonte de estudo.

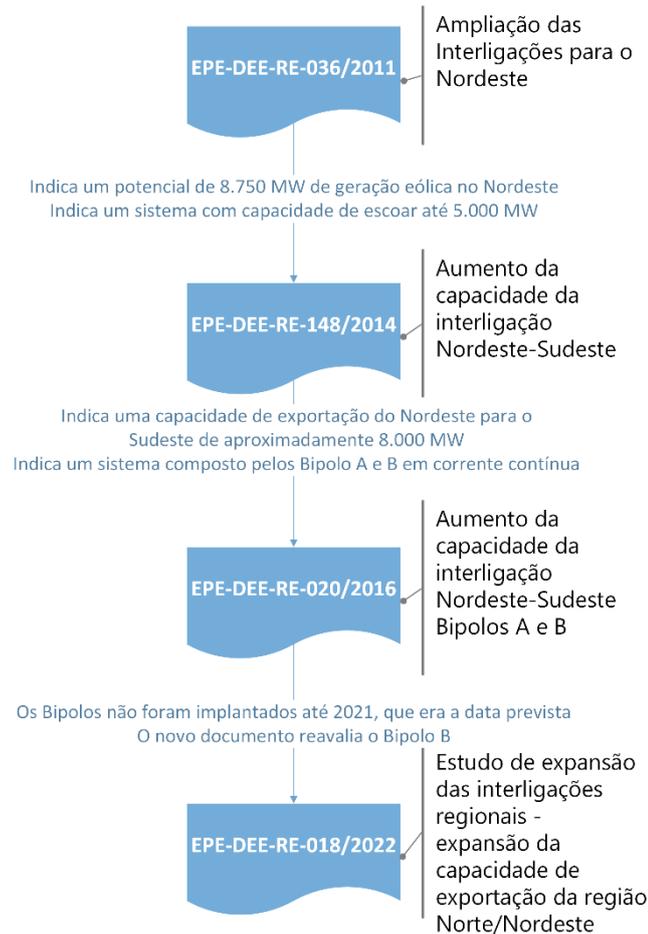
Com o objetivo de analisar e validar o processo de planejamento considerando a expansão da fonte eólica no Nordeste, realizou-se uma pesquisa em diversos documentos da EPE. Em um primeiro momento, destacam-se os R1's, emitidos pela EPE desde 2011, que buscam solucionar o problema da expansão do sistema de transmissão do Nordeste. Esses documentos são separados em duas grandes vertentes: reforços regionais e reforços para as interligações. Os fluxogramas de como os documentos se relacionam podem ser observados na Figura 14 e na Figura 15. Dessa forma, ao avaliar isoladamente os documentos, é possível verificar a evolução da EPE para fazer o planejamento.

Figura 14: Linha do tempo dos relatórios R1's no Nordeste - reforços regionais.



Fonte: Autor (2022).

Figura 15: Linha do tempo dos relatórios R1's no Nordeste - reforços para interligações.



Fonte: Autor (2022).

Os reforços regionais, tratam das soluções em regiões específicas e são importantes para a conexão das usinas no SIN. Eles têm diversos objetivos, dentre os quais podem ser citados a eliminação de restrições elétricas internas aos subsistemas, a viabilização de um atendimento seguro à demanda regional, e a integração da malha regional com as interligações regionais entre os subsistemas. Além disso, também buscam prover uma maior capacidade de conexão para a rede elétrica criando ou melhorando a infraestrutura das redes de transmissão nos locais em que existem grandes demandas por novos acessos (EPE, 2022a).

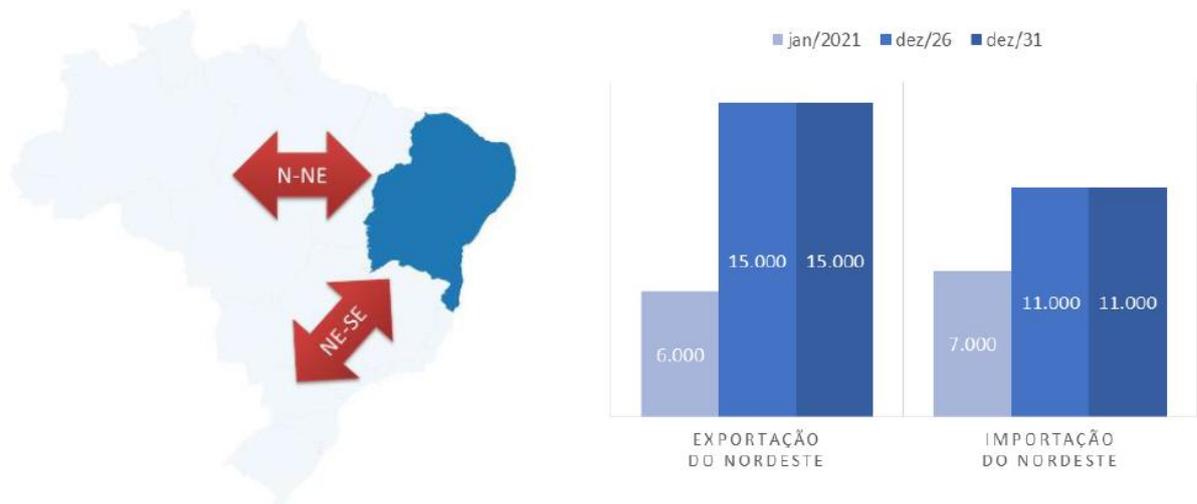
Os reforços para as interligações tratam especificamente das conexões entre as sub-regiões do Brasil. O objetivo desses estudos é definir novos troncos com elevada capacidade de transmissão de forma a possibilitar o uso dos excedentes de energia disponíveis nas regiões exportadoras a depender do patamar de carga e do período do ano. Tratam-se de reforços importantes, pois, além de reduzir o custo da operação do sistema, também proporcionam maior segurança e flexibilidade ao SIN.

Os documentos de reforços para as interligações são dependentes dos reforços regionais, pois, para poder escoar o potencial entre as regiões, os empreendimentos devem estar conectados à rede básica primeiramente.

Ao analisar o histórico de exportação do Nordeste, em 2015, essa região exportou energia em apenas 5% do tempo. Em comparação, em 2021, esse número atingiu 75%. Com relação ao valor absoluto o ganho também foi significativo: o percentil 5% dos maiores valores de exportações passaram de 0 MW, em 2015, para cerca de 8300 MW, em 2021. Assim, verifica-se que o Nordeste está em uma transição de região importadora para exportadora, sendo o principal motivo a grande quantidade de projetos renováveis na região (EPE, 2022a).

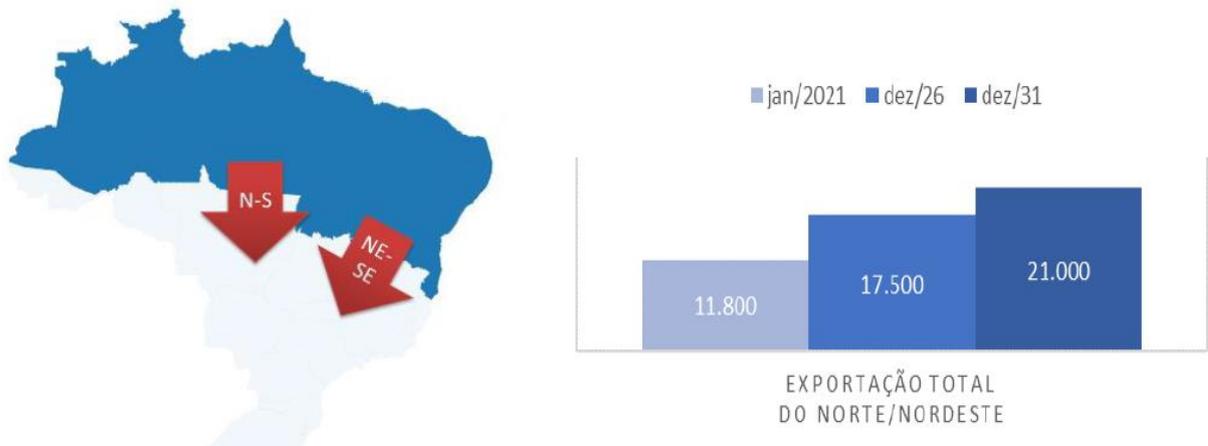
Na Figura 16 e na Figura 17 é apresentada a projeção de crescimento da exportação para os próximos anos, considerando investimentos nas interligações. Essa expansão irá permitir uma maior flexibilização na operação provendo mais segurança para o sistema além de afetar o preço da energia.

Figura 16: Exportação e importação total da região Nordeste.



Fonte: MME (2022).

Figura 17: Exportação das regiões Norte e Nordeste.



Fonte: MME (2022).

Neste trabalho, são analisados 8 documentos de reforços regionais e 4 documentos de reforços para interligação conforme apresentado na Figura 14 e na Figura 15. A escolha destes documentos foi realizada a partir da conexão entre eles, seja ela direta ou indiretamente, conforme explorado nas próximas seções.

### 3.1 REFORÇOS REGIONAIS

Nesta seção são analisados os documentos referentes aos reforços regionais no Nordeste. Devido a extensão da região, além da divisão entre os estados, é realizada uma divisão de áreas, que neste trabalho serão padronizadas em Norte, Leste e Sul conforme demonstrado na Figura 18. Destaca-se que o Maranhão não foi incluído em nenhuma área, pois, para os relatórios analisados não é avaliado.

Figura 18: Divisão do Nordeste em Áreas.



Fonte: Autor (2022).

O primeiro documento, “EPE-DEE-DEA-RE-002/2013”, trata do dimensionamento de Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs), e reforços para o Nordeste. Este documento teve como objetivo principal dimensionar a rede de transmissão para as usinas do leilão A-5 de 2011 que teve como vencedores projetos em 5 estados, sendo 3 no Nordeste, a destacar Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará. Além do potencial previsto no leilão, foram estudados também reforços para o Nordeste nos estados citados de forma a contemplar não apenas a conexão dos parques, mas também possibilitar a margem para escoamentos futuros. Para o estado da Bahia, indica-se que não foi possível determinar com maior precisão o potencial, de forma que o valor considerado foi da ordem de 4,5 GW.

O documento “EPE-DEE-RE-160/2013”, teve como objetivo propor uma solução para a região central da Bahia. Em parceria com o órgão ambiental da Bahia, foi possível realizar um estudo mais detalhado e assim, atualizar o valor do potencial eólico anteriormente de 4,5 GW para 9 GW. Dessa forma, foi necessário rever o sistema de referência proposto pelo documento anterior e propor uma solução adequada para esta região.

Após isso, o documento “EPE-DEE-RE-147/2014” foi elaborado para estudar a área leste do Nordeste, que vai desde o Rio Grande do Norte até a Bahia, ambos os estados já haviam

sido estudados anteriormente nos documentos citados até o momento. Este documento trouxe um potencial eólico mais otimista, pois, foram realizados leilões que consolidaram algumas obras na região de estudo. A partir disso, foi necessário antecipar e/ou alterar algumas obras previstas nos documentos anteriores, além de propor uma série de novos empreendimentos.

Em 2016 foi publicado o documento “EPE-DEE-RE-020/2016”, que recomenda dois bipólos em corrente contínua de forma a escoar o potencial do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, foi identificado que mesmo com os reforços propostos por este documento, ainda eram identificados problemas de sobrecarga e subtensão na área sul da região Nordeste. Dessa forma, o documento “EPE-DEE-RE-006/2016”, foi proposto para resolver este problema especificamente.

Passados 3 anos, o documento “EPE-DEE-RE-053/2019” é proposto para estudar novamente a região sul do Nordeste. Este documento trouxe como novidade, além do potencial eólico, a geração prospectiva solar que de acordo com o PDE 2027 teria um grande crescimento nos próximos anos. Além disso, o documento indicava uma necessidade da revisão recorrente do sistema da região Nordeste, pois, o potencial eólico e solar estava em constante expansão e futuramente poderiam ser necessários novos reforços.

Por fim, entre dezembro de 2021 e março de 2022 foram propostos 4 R1’s que pretendem trazer uma solução para este problema de transmissão. Foram propostos 3 relatórios regionais que estudam as regiões Sul, Norte e Leste do Nordeste e um documento de interligação. Os documentos de reforços regionais serão apresentados juntos neste documento, pois, eles são complementares e suas premissas principais são as mesmas.

Os quatro documentos preveem um investimento da ordem de 50 bilhões de reais, e segundo a própria EPE, é um dos maiores estudos já realizados na empresa. Os documentos têm como horizonte de estudo o ano de 2030, contudo fica claro que futuramente, serão necessários novos reforços, pois, a carga no Brasil está aumentando, e o potencial disponível está sendo cada vez mais explorado, o que demanda uma revisão constante dos sistemas de transmissão.

Na sequência apresenta-se com algum detalhe cada um dos documentos citados, seguido de análises dos reforços propostos para interligações.

### **3.1.1 EPE-DEE-DEA-RE-002/2013 - Estudo para Dimensionamento das ICGs Referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia**

Com relação ao primeiro objetivo do R1, que é avaliar o dimensionamento de duas ICGs, o documento define duas subestações coletoras, Cruz e Aracati II, ambas no Ceará. Adicionalmente, propõe reforços nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e na Bahia, de forma a permitir o escoamento do potencial previsto na região.

O leilão A-5 de 2011 teve como resultado a contratação de 976,1 MW, destes, 799,7 MW no Nordeste. Além disso, foram considerados no estudo 3.997 MW em usinas eólicas advindas dos leilões LER-2009, LER/LFA 2010 e A-3 2011. Foram considerados também 1.520 MW advindas do mercado livre, previstas para entrar em operação até 2020 e 740 MW do PROINFA.

O objetivo de contemplar os potenciais cadastrados além dos do leilão A-5 é permitir o escoamento da oferta, e possibilitar a operação futura dentro dos critérios de segurança definidos para o planejamento da transmissão.

Para a projeção de mercado foi considerado o PDE 2012-2021 e para o estado da Bahia em específico, onde não foi possível concretizar o potencial cadastrado, foi necessário um horizonte mais longo. Considerou-se então a evolução até 2026 com base no incremento de carga entre o ano de 2020 e 2021.

Para o estado do Rio Grande do Norte, realizou-se um estudo de reforços para a expansão do sistema de transmissão frente à expectativa de novos leilões de energia. Foram considerados 3.614 MW em usinas eólicas cadastradas nos leilões A-3 e A-5 de 2012 e dessa forma, foram propostas 7 alternativas para atender as regiões de Mossoró, Açu, João Câmara e Touros.

Para o estado da Bahia, realizou-se um estudo de reforços para a expansão do sistema de transmissão frente à expectativa de novos leilões de energia. Considerou-se 4.447 MW em usinas eólicas, sendo que 30% deste potencial (1.334 MW) entraria em operação a partir de 2018, 30% em 2021 e o restante em 2026. Dessa forma, foram propostas 6 alternativas para atender as regiões do sul da Bahia, Morro do Chapéu, Senhor do Bonfim e Sobradinho.

Destaca-se que, como o potencial eólico na Bahia não foi concretizado, foi proposto apenas um sistema de referência que deveria ser reavaliado no futuro conforme esse dado se concretizasse através dos leilões.

Foram analisados três cenários de intercâmbio, sendo eles “Nordeste Importador”, “Sudeste Exportador para o Norte/Nordeste” e “Fluxo Reduzido Norte/Nordeste/Sudeste” (EPE, 2013a).

Este documento, publicado em janeiro de 2013 na revisão 0, necessitou de 3 revisões em maio de 2013, julho de 2013 e agosto de 2014, com o objetivo de contemplar atualizações e/ou correções advindas dos estudos posteriores, conforme:

- Revisão 1: Antecipa alguns dos reforços na rede básica de modo a possibilitar o escoamento da produção de energia eólica. São propostas mais obras para o estado do Rio Grande do Norte e os empreendimentos previstos para a Bahia são estudados em maior detalhe. Além disso, os estudos de energização e rejeição também tiveram mais detalhamentos (EPE, 2013b).
- Revisão 2: Nos documentos anteriores, tinha sido previsto que a implementação da ICG Aracati se daria por uma adequação na subestação existente Aracati II. Entretanto, verificou-se que não seria possível fazer esta adequação, necessitando a recomendação de um novo ponto de conexão para a ICG Aracati. Apesar disso, este problema já estava mapeado nas revisões anteriores do documento e foi verificado que a alternativa de menor custo global seria a implantação da subestação Aracati III (EPE, 2013c).
- Revisão 3: Antecipa a linha de transmissão em 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro, inclui a ficha PET e a avaliação socioambiental no documento. A LT estava prevista na revisão anterior do documento para o ano de 2021, entretanto, em discussões entre a EPE, ONS e MME, chegou-se à conclusão que a antecipação desta linha de transmissão para 2018 traria maior segurança ao sistema (EPE, 2014a).

### **3.1.2 EPE-DEE-RE-160/2013 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia**

O objetivo deste documento é definir a expansão do sistema de transmissão da região central da Bahia de forma a atender os empreendimentos de geração eólica que viriam a se concretizar.

Conforme mencionado do documento anterior, “EPE-DEE-DEA-RE-002/2013”, para o estado da Bahia não foi possível definir um potencial eólico efetivo e, dessa forma, fez-se

necessário realizar um novo estudo buscando acompanhar a evolução esperada da capacidade dessa fonte no estado. Além disso, como havia sido proposto apenas um sistema referencial para a Bahia, este documento tem como objetivo revisar esta proposta e propor a solução definitiva.

Os leilões LER 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b) contrataram cerca de 7.145,7 MW <sup>1</sup>, dentre os quais 4.503,3 MW <sup>2</sup> estão localizados no Nordeste, e destes, 1.651,6 MW <sup>3</sup> são usinas eólicas situadas na Bahia. O montante total de energia proveniente de fonte eólica contratada para a região na data de estudo do documento somava 3.350 MW com entrada em operação até 2018.

Devido as incertezas associadas ao potencial eólico na Bahia, o Governo do Estado da Bahia, com o auxílio do Órgão Ambiental do estado, desenvolveu um estudo buscando identificar o potencial eólico. Contabilizou-se os empreendimentos com licenças prévias emitidas ou em análise, e com esta informação estimou-se o potencial eólico do estado em aproximadamente 9.000 MW, ou seja, quase o dobro do previsto no documento anterior. Diante disso, se fez necessário reavaliar o conjunto de obras propostas anteriormente.

Esperava-se que 30% deste potencial, equivalente a cerca de 2.700 MW, entrariam em operação em 2018 e 60% (5.400 MW) em 2021. Não foi estudada a implantação de 100% do potencial eólico por conta de não ser possível conectar todos os empreendimentos sem a expansão das interligações regionais.

Neste documento, são efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas. As análises ambientais, de curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição foram realizadas apenas para a alternativa vencedora.

Foram analisados três cenários de intercâmbio, sendo eles “Nordeste Máximo Exportador (predominantemente eólico)”, “Nordeste Máximo Importador” e “Nordeste Permanência” (EPE, 2013d).

A partir disso, avaliou-se 8 alternativas de expansão da Rede Básica da região central da Bahia. A partir da análise técnico-econômica, a solução vencedora propôs a construção de LT's em 2018 criando a rota SE Gilbués II – SE Gentio do Ouro II – SE Ouroândia – SE Morro

---

<sup>1</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor em concordância com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel.

<sup>2</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor divergente com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel, no qual constam um potencial montante de 4.473 MW.

<sup>3</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor em concordância com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel.

do Chapéu II. Além disso, para 2021 foi indicada a necessidade da LT 500 kV Barreiras II – Gentio do Ouro II C1 e da LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro III C1.

### **3.1.3 EPE-DEE-RE-147/2014 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste**

Este documento analisa as alternativas de expansão do sistema de transmissão da área leste do Nordeste, e para o estado da Bahia, diante dos empreendimentos futuros esperados de geração eólica na região.

Nota-se que novamente o estado da Bahia é objeto de estudo, atualizando as soluções encontradas anteriormente. Neste documento, é antecipada a obra prevista no documento “EPE-DEE-RE-160/2013”, da “LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia” de 2021 para 2019 em função do potencial eólico na região de Ourolândia e de fluxos elevados no trecho em 500 kV entre a SE Sobradinho e a SE Juazeiro III. O documento também altera a “LT 500 kV Gentio do Ouro II – Barreiras II” para “LT 500 kV Buritirama – Barreiras II” e antecipa as obras de 2021 para 2019, devido a harmonização do conjunto de obras propostas no ano de 2014.

Dos 7.145,7 MW<sup>4</sup> contratado nos leilões LER 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b), mencionados na seção anterior, 4.152 MW<sup>5</sup> são de usinas eólicas no Nordeste. Os leilões A-3 2014, LER 2014 e A-5 2014 foram responsáveis por contratar 3.436,1 MW<sup>6</sup> em energia eólica.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão utilizou-se a base de dados do PDE 2022, considerando como potencial eólico cerca de 4.590 MW no estado do Rio grande do Norte e fronteira com o Ceará. Também foram considerados 1.300 MW nas regiões do Sertão do Araripe (PI) e Garanhuns (PE) e 2.650 MW nos estados da Bahia, Ceará e Piauí. Além disso, segundo a EPE (2014b) “Para o dimensionamento do sistema de transmissão recomendado, foi considerado o despacho simultâneo de 80% do cadastro do potencial eólico. Para dimensionamento das transformações recomendadas foi considerado 100% do potencial no lado de baixa tensão do transformador”.

---

<sup>4</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor em concordância com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel.

<sup>5</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor em concordância com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel.

<sup>6</sup> Informação estabelecida no documento R1 “EPE-DEE-RE-160/2013”, valor divergente com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel, no qual constam um montante de 2.198 MW.

Destaca-se que, diferente dos relatórios avaliados nas seções 3.1.1 e 3.1.2, em vez de avaliar soluções para todos os problemas por meio de alternativas individuais, neste R1 a análise foi particionada em diferentes trechos de forma a possibilitar a análise de alternativas compostas de expansão. Dessa forma, são propostas alternativas compostas partindo de diferentes subestações conforme apresentado:

- SE 500 kV Açú III: são propostas 3 alternativas;
- Região da Paraíba: são propostas 3 alternativas (obras referenciadas para 2022, apenas indicativo e deveria ser reavaliado no futuro);
- SE 500 kV Milagres II: são propostas 2 alternativas;
- SE 500 kV São João do Piauí: são propostas 2 alternativas;
- SE 500 kV Gentio do Ouro II: são propostas 2 alternativas.

A avaliação das alternativas compostas foi realizada de forma independente e a solução final recomendada é composta pelas melhores alternativas em cada trecho.

Além das obras descritas, são propostas recomendações de antecipação de reforços para algumas linhas de transmissões e subestações existentes. O objetivo é aumentar a capacidade de escoamento e confiabilidade que poderia ser comprometido devido a fluxos elevados em trechos específicos, sobrecargas, ou ainda aumento da capacidade de escoamento em determinadas regiões.

Neste documento, foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas. As análises ambientais, de curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição foram realizadas apenas para a alternativa vencedora.

Foram analisados dois cenários de intercâmbio, sendo eles “Nordeste Máximo Exportador Seco” e “Norte Exportador” (EPE, 2014b).

Este documento, publicado em outubro de 2014 na revisão 0, necessitou de 2 revisões em novembro de 2014 e dezembro de 2014, com o objetivo de contemplar atualizações e/ou correções advindas dos estudos posteriores, conforme segue:

- Revisão 1: as modificações são elencadas (EPE, 2014d):
  - a. Atualização do capítulo 11 “Análise de Sobretensões à Frequência Industrial 60 Hz” com a inclusão das informações de energização e rejeição de linhas de transmissão faltantes;

- b. Devido à incerteza de geração associada aos empreendimentos que poderiam ser conectados na SE Queimada Nova II, foi proposto a alteração na data de necessidade do 2º ATR 500/230 kV de 600 MVA da SE Queimada Nova II para 2022 como um referencial que deveria ser reavaliado após a concretização da potência.
  - c. Recomendação do 4º TR 230/69 kV da SE Lagoa Nova II em função do resultado do LER 2014, ocorrido em 31/10/2014;
  - d. Atualização do Anexo 17.1 com correção das capacidades das linhas de transmissão recomendadas;
  - e. Atualização das Fichas PET e PELP;
  - f. Adequações textuais.
- Revisão 2: as modificações são apresentadas (EPE, 2014e):
    - a. Inserção do Capítulo 13 “Análise dos Impactos na Rede Básica da Região Nordeste em Função dos Leilões de Energia de Reserva e A-5/2014”, contemplando análise do impacto na Rede Básica para os horizontes de outubro/2017 e janeiro/2019 em função do resultado do LER 2014 e do A-5 2014, este último ocorrido em 28/11/2014, com a recomendação do 3º ATR 500/230 kV – 600 MVA da SE Suape II;
    - b. Atualização do Capítulo 3 (Recomendações), das Fichas PET e PELP;
    - c. Adequações textuais.

### **3.1.4 EPE-DEE-RE-006/2016 – Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Sul da Região Nordeste**

O objetivo deste documento é estudar as alternativas de expansão do sistema de transmissão da área sul do Nordeste de forma a atender os empreendimentos futuros de geração eólica.

Conforme indicado no documento “EPE-DEE-RE-020/2016”, que será apresentado na seção 3.2.3, recomendou-se a implantação de dois bipólos com o objetivo de interligar o Norte/Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, após a simulação do sistema com esta proposta, verificou-se que os problemas de sobrecarga e subtensão na rede de transmissão persistiram na área sul do Nordeste, o que limitava o pleno escoamento de usinas já contratadas e futuros empreendimentos na região.

Considerando as soluções previstas nos relatórios “EPE-DEE-RE-160/2013” e “EPE-DEE-RE-147/2014”, este documento realiza um diagnóstico da rede atual, e confirma que a rede proposta nos documentos anteriores de 500 kV é bastante robusta, no entanto, a rede de 230 kV apresentava violações de limites, indicando a necessidade de reforços adicionais. Além disso, é proposto a postergação da “LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II” prevista anteriormente em “EPE-DEE-RE-147/2014” para 2019 para o ano de 2025 devido aos bipólos propostos em “EPE-DEE-RE-020/2016”, pois, de acordo com este documento, a linha de transmissão perde a efetividade devido à nova solução, não sendo mais necessária no horizonte de estudo.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão foi utilizado a base de dados correspondente ao PDE 2023, bem como as obras propostas no documento de interligação. Não foi definido um potencial eólico como premissa para este documento.

Neste documento, foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas. As análises ambientais, de curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição foram realizadas apenas para a alternativa vencedora.

A partir disso, identificou-se a necessidade de reforços para o estado do Sergipe e Bahia. As alternativas foram separadas em três blocos de estudo, similar ao que ocorreu no relatório apresentado na seção 3.1.3. Dessa forma, para o Nordeste da Bahia e para o estado do Sergipe foram propostas 3 alternativas. O outro bloco, era composto por reforços na SE Olindina e na SE Sapeaçu e para este caso, foram propostas duas alternativas. Por fim, para a região central da Bahia, foram propostas duas alternativas.

O resultado das análises foi a recomendação de três LT’s em 2021, e uma em 2025, todas em 500 kV. Além disso, também foram propostos reforços em 7 SE’s em 2021 e 2 SE’s em 2025 (EPE, 2016b).

### **3.1.5 EPE-DEE-RE-053/2019 – Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste**

O objetivo deste documento é definir a expansão do sistema de transmissão da área sul do Nordeste de forma a atender os empreendimentos de geração eólica e solar que viriam a se concretizar na região. A área sul do Nordeste é composta pelos estados da Bahia e Sergipe.

Conforme apresentado até o momento, foram recomendados diversos reforços de transmissão para o Nordeste. Entretanto, devido aos elevados montantes indicativos de

contratações de fontes renováveis, principalmente de usinas solares e eólicas, é necessário realizar o diagnóstico contínuo do sistema de forma a garantir o escoamento de energia dos empreendimentos já licitadas e prover margem para conexão de novos projetos.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão utilizou-se a base de dados correspondente ao PDE 2027, considerando como potencial eólico a contratação de 1.600 MW por ano a partir de 2023 até 2027 resultando em um montante de 8.000 MW no Nordeste. Para as usinas solares, foi considerado 800 MW por ano resultando em um montante de 4.000 MW no Nordeste. Deste potencial, foi considerado que 50% de ambas as fontes seriam alocadas na Bahia.

Além disso, para considerar a geração eólica foi usado embasamento estatístico a partir da base de dados da EPE considerando o fator de despacho dos parques em operação e prospecção para as usinas eólicas potenciais. Foi utilizado o percentil 90 (P90) para o dimensionamento, ou seja, a rede dimensionada suporta 90% dos cenários de geração eólica. Dessa forma, foram propostas três alternativas para a região central da Bahia, e três para o Sul da Bahia.

Neste documento, são realizadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas. As análises ambientais, de curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição foram realizados apenas para a alternativa vencedora (EPE, 2019).

Este documento, publicado em setembro de 2019 na revisão 0, necessitou de 1 revisão em abril de 2020, com o objetivo de contemplar atualizações e/ou correções advindas dos estudos posteriores, conforme:

- Revisão 1: as modificações são apresentadas (EPE, 2020a):
  - a. Ajuste dos comprimentos de LTs de acordo os resultados obtidos do relatório R3;
  - b. Exclusão da recomendação de reator na SE Porto Sergipe;
  - c. Adequações Textuais.

### **3.1.6 EPE-DEE-RE-148/2021, EPE-DEE-RE-014/2022, EPE-DEE-RE-015/2022 – Estudo De Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul, Volume 2: Área Norte, Volume 3: Área Leste**

Conforme indicado no documento “EPE-DEE-RE-053/2019”, as análises da expansão do sistema de transmissão do Nordeste devem ser revistas periodicamente devido ao grande

potencial e alto investimento na região. Entre dezembro de 2021 e março de 2022, publicou-se um conjunto com 4 relatórios R1, sendo que três deles são referentes aos reforços regionais e um é referente aos reforços para as interligações. Além disso, de acordo com a EPE, ao final do primeiro semestre de 2022, deve ser publicado mais um documento de reforços para as interligações complementando a análise de ampliações necessárias com o potencial previsto até o momento.

Nesta seção serão abordados os 3 documentos publicados para os reforços regionais. Devido à similaridade dos estudos, como as premissas utilizadas, horizonte de estudo, e potencial eólico considerado, os estudos são apresentados em conjunto.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão utilizou-se a base de dados correspondente ao PDE 2030, com o cenário de referência proposto pelo documento. Foi considerado que atualmente existem 19 GW em usinas renováveis (solares e eólicas) em operação, e um adicional de 15 GW contratadas/confirmadas, e por confirmadas, são consideradas aquelas com parecer de acesso ou com CUST/CUSD assinados e que devem entrar em operação até 2025.

Além disso, a previsão de expansão prospectiva pelo cenário de referência, entre os anos de 2026 e 2033, considera que este potencial seja expandido em 23 GW, alcançando uma potência instalada de 57 GW em usinas renováveis nas regiões Norte e Nordeste. Como o horizonte de estudo deste documento é o ano de 2030, considerou-se 11.895 MW em novas usinas eólicas entre o ano de 2026 até 2030 e 2.194 MW em solares no mesmo período para a região Nordeste. Para os montantes de geração indicados a partir de 2031, devem ser feitos estudos posteriores.

Uma característica interessante deste documento é que a potência prevista para a expansão é prospectiva, ou seja, não é possível saber com exatidão a localização dos empreendimentos, ou qual é a subestação mais provável de conexão. Para contornar esse problema, a EPE desenvolveu uma metodologia apresentada no documento “EPE-DEE-NT-072/2021-r0”, e citada neste trabalho na seção 2.2.1.1. Esta metodologia será apresentada em detalhes na seção 4.1.

Para fins de contextualização, a metodologia proposta envolve um processo de *clusterização* que agrupa os potenciais de geração em centroides que representam subestações existentes ou planejadas do SIN. A definição destes clusters foi realizada com base nos dados dos sistemas da EPE, ONS e ANEEL.

Com relação ao volume 1 destes relatórios, o documento estuda a Área Sul da região Nordeste, o que corresponde aos estados da Bahia e Sergipe. Além disso, são propostas antecipações de obras no norte dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A solução proposta é a construção de 4 grandes eixos de transmissão que cruzam os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. A implantação destes eixos tem como objetivo distribuir os fluxos de carga de forma equilibrada entre as linhas de transmissão em 500 kV que compõem a interligação entre os estados da Bahia e Minas Gerais e permitem escoar todo o potencial de geração previsto pelo PDE 2030.

Foram propostas 4 alternativas para esta solução, diferenciando-as pela quantidade de linhas em cada eixo e pela data de entrada de operação. Dessa forma, foram propostas obras para o ano de 2028 e 2030.

Também foram propostas a antecipação de 2031 para 2026 e 2028 de alguns dos reforços recomendados no relatório “EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais”. Estas antecipações são obras comuns a todas as alternativas e, por já terem sido estudadas previamente, não foram consideradas na análise econômica do estudo (EPE, 2021c).

Com relação ao volume 2, o documento estuda a Área Norte da região Nordeste, correspondendo aos estados do Ceará e do Piauí. A solução proposta é a construção de dois grandes eixos de transmissão no sentido Leste-Oeste, um deles partindo da região central do Ceará com direção ao bipólo Graça Aranha, e o segundo saindo da região leste do Piauí com direção a interligação Norte-Sul.

Para a abordagem do estudo, segundo EPE (2022b) “dada a vasta extensão da área de abrangência e uma certa independência no desempenho elétrico das regiões avaliadas, optou-se por dividir as análises técnico-econômicas em diferentes subáreas”. Dessa forma, as análises técnico-econômicas foram divididas em diferentes subáreas e foram separadas em 4 análises distintas.

Assim, foram propostas três alternativas para cada análise com obras para os anos de 2028 e 2030 para as análises 1 e 2 e duas alternativas para cada análise com obras para os anos de 2028 e 2030 para as análises 3 e 4 (EPE, 2022b).

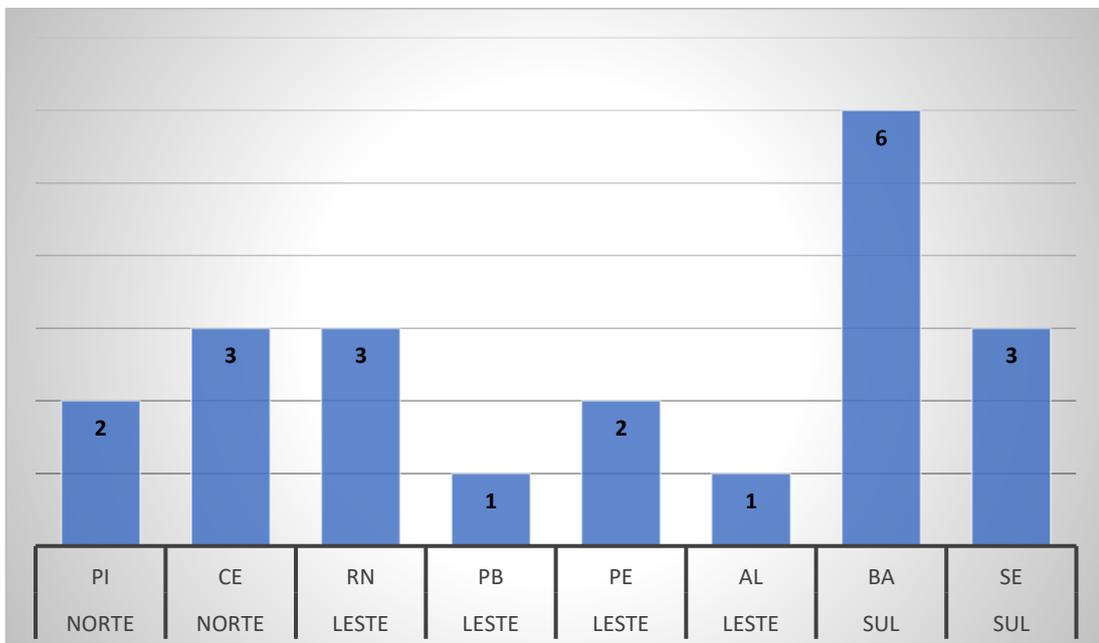
Com relação ao volume 3, o documento estuda a Área Leste da região Nordeste, compreendendo os estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Alagoas. A solução proposta analisa soluções separadas para cada subárea (EPE, 2022c). São estudadas as seguintes regiões:

- Região metropolitana de João Pessoa e escoamento da geração no estado do Rio Grande do Norte: foram estudadas 3 alternativas para esta região com obras em 2028;
- Região metropolitana de Maceió: foram estudadas 4 alternativas para esta região com obras em 2028;
- Interligação Paraíso - Campina Grande: foram estudadas 2 alternativas para esta região com obras em 2028
- Escoamento de geração dos Sertões de Pernambuco e Bahia: foram estudadas 4 alternativas para esta região com obras em 2028 e 2030.

### 3.1.7 Consolidação dos Resultados

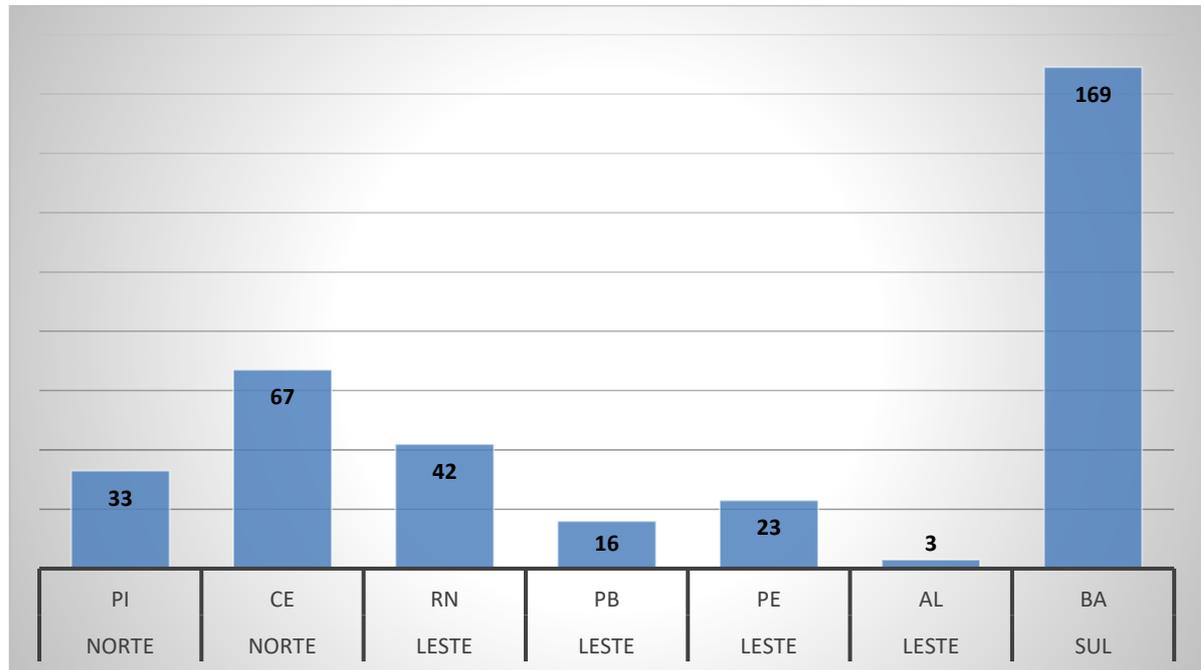
A partir dos documentos apresentados, verifica-se alguns tópicos importantes para serem avaliados e discutidos. Na Figura 19 pode ser observado a quantidade de relatórios R1 elaborados pela EPE para cada área e estado que foram apresentados neste trabalho. E na Figura 20 podem ser observadas a quantidade de obras que foi proposta para cada um dos estados.

Figura 19: Quantidade de Relatórios R1 por Estado e Área.



Fonte: Autor (2022).

Figura 20: Número de Obras por Estado e Área do Nordeste.



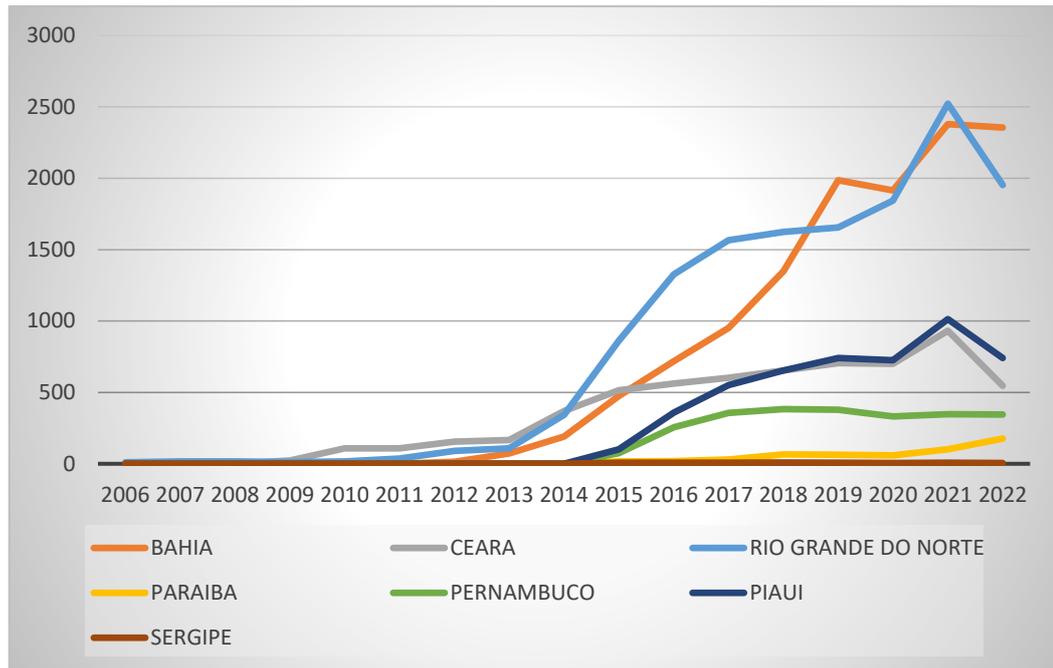
Fonte: Autor (2022).

Observa-se que o estado da Bahia possui o maior enfoque dos estudos analisados. Entretanto, ao comparar a geração em cada estado em MWm, conforme apresentado na Figura 21, o Rio Grande do Norte ainda é o maior gerador de energia eólica.

Dentre os motivos que podem explicar o foco na Bahia, pode-se citar o desafio em prever o potencial eólico neste estado, conforme abordado nos documentos discutidos, a EPE precisou revisitar diversas vezes esta questão devido as incertezas.

Um exemplo disso, são os dois documentos emitidos em 2013, em que o estado precisou ser reavaliado duas vezes em um período muito curto de tempo pois, devido a não consolidação do potencial via leilões, precisou-se estimar o potencial por fontes alternativas. Além disso, a partir do momento em que o potencial foi se consolidando, surgiram outras necessidades, de forma que algumas propostas trariam uma maior otimização do sistema, como é o caso do documento publicado em 2014, em são antecipadas algumas obras, e são propostas alteração outras do documento anterior.

Figura 21: Geração Eólica por Estado (MWm).



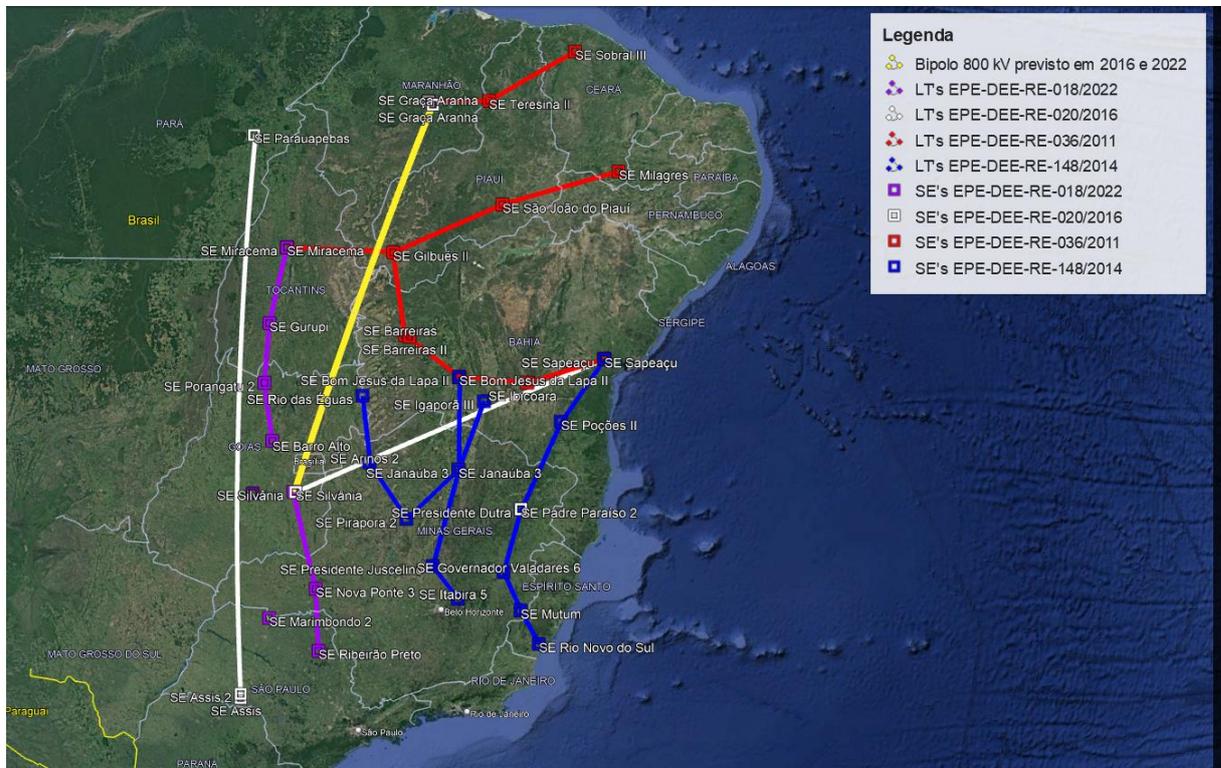
Fonte: Adaptado de ONS ([s.d.]).

Os estados do Piauí e Ceará possuem a terceira e a quarta maior geração no período, conforme pode ser observado na Figura 20. Enquanto os estados de Pernambuco e Paraíba, possuem uma geração similar, sendo que no estado de Sergipe, a geração é bem menor quando comparada aos demais estados. Para estes estados, a quantidade de relatórios é coerente com a geração.

### 3.2 REFORÇOS PARA INTERLIGAÇÕES

Nesta seção são analisados os documentos referentes as interligações entre as regiões do Brasil. De modo a ilustrar como as obras propostas por estes documentos se distribuem pelo país a Figura 22 destaca os empreendimentos.

Figura 22: Distribuição das obras pelo Brasil, propostas pelos documentos de expansão do sistema de interligação.



Fonte: Autor (2022).

Observa-se que os primeiros documentos, em 2011 e 2014, eram mais restritivos quanto a região de interesse. Já os documentos de 2016 e de 2022 tem um caráter mais abrangente propondo obras entre regiões mais distantes. Destaca-se que o relatório “EPE-DEE-RE-018/2022” faz uma reavaliação do bipólo proposto em “EPE-DEE-RE-020/2016” conforme será comentado posteriormente neste trabalho, por isso, essa obra aparece sobreposta no mapa.

Estes documentos têm como objetivo principal analisar as interligações entre as regiões, assim, a partir de redes dimensionadas para permitir a conexão das usinas geradoras, estudam-se soluções para o sistema de transmissão que sejam capazes de transportar a energia entre as regiões. Isso é necessário devido as características do sistema brasileiro, tradicionalmente definido como um sistema predominantemente hidrotérmico. A produção de geração hídrica depende das aflúências, que apresentam sazonalidades anuais. Em decorrência disso, quando as hidrelétricas não conseguem atender a carga, é necessário despachar usinas térmicas e isto encarece o custo de energia, elevando o Custo Marginal de Operação (CMO). Destaca-se que, com o crescimento do potencial advindo das usinas solares e eólicas, criou-se uma nova alternativa para o uso das térmicas.

Entretanto, como a maior parte da carga do Brasil está situada no Sudeste/Centro-Oeste, e estas usinas eólicas estão geralmente localizadas no Nordeste, muitas vezes não é possível utilizar todo o potencial gerado por estas fontes devido às limitações no sistema de transmissão. Dessa forma, torna-se necessário o dimensionamento de interligações entre as regiões, buscando aumentar a capacidade de escoamento entre as mesmas e reduzir o CMO.

Neste contexto, o primeiro documento analisado foi o “EPE-DEE-RE-036/2011” que identifica a necessidade de ampliação de exportação do Norte para o Nordeste em cerca de 3.500 MW e do Norte para o Sudeste/Centro-Oeste em cerca de 7.000 MW. Estas expansões seriam necessárias inicialmente para exportar os excedentes de energia advindos de algumas usinas hidrelétricas do Norte, especialmente a UHE Belo Monte em 2020. Entretanto, com o aumento significativo de usinas eólicas nos leilões de energia e com o crescimento da demanda de conexão de algumas térmicas, surgiu a necessidade de antecipar esta expansão para o ano de 2014.

Após 3 anos, e com os estudos detalhados na seção 3.1.2 e 3.1.3, surge a necessidade de estudar a interligação do sistema, com foco na exportação do Nordeste. Para isso, o documento “EPE-DEE-RE-148/2014” analisa esta exportação, identificando que a geração eólica tinha um potencial de aproximadamente 8.750 MW. Após a análise do potencial, identificou-se a necessidade da exportação do Nordeste para o Sudeste de 5.000 MW. Dessa forma, o documento propôs uma série de obras para os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Em 2016, com o potencial de geração renovável mais consolidado no Nordeste, surge novamente a necessidade de avaliar a expansão do sistema de transmissão de interligação entre as regiões. Em algumas notas técnicas publicadas são identificadas a possibilidade de escoar entre 7.500 a 8.000 MW. Dessa forma, publica-se o documento “EPE-DEE-RE-020/2016”, no qual são propostos dois bipólos em corrente contínua, cada um com potência nominal de 4.000 MW. O bipólo A, definido pelas conversoras Paruepabas (PA) – Assis 2 (SP) e o bipólo B, pelas conversoras Graça Aranha (MA) – Silvânia (GO).

Com o objetivo de identificar a capacidade de transferência entre as interligações e os fatores limitantes, publicou-se em 2022 a Nota Técnica “EPE-DEE-NT-072-2021”. Neste documento, verificou-se a capacidade do Norte e o Nordeste em exportar montantes na ordem de 17.500 MW no cenário de carga de 2027. Além disso, de acordo com o PDE 2030, entre os anos de 2026 e 2033, o SIN apresenta um crescimento da carga em 23 GW, sendo destes, 17 GW nas regiões, Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Desta forma, a nota técnica identificou a necessidade de aumentar a capacidade de exportação da região Norte/Nordeste em 10 GW em 2025 alcançando 18 GW até 2033. Tendo isso em vista, o estudo “EPE-DEE-RE-018/2022” foi publicado de forma a solucionar uma parte do problema propondo uma reavaliação do Bipólo B, proposto anteriormente, definido agora como Bipólo Nordeste I com capacidade de exportação de 5.000 MW.

Em nota, a EPE indicou que ainda em 2022, será publicado um documento com o objetivo de concluir a série de documentos lançados em 2022, no qual está em estudo a proposição de mais um bipólo ainda não identificado, ligando o Nordeste ao Sudeste. Com estes reforços, a EPE indica que a capacidade de exportação atual de 17,5 GW poderá atingir 25 GW em 2028 com o primeiro bipólo e 32 GW com ambos bipólos.

### **3.2.1 EPE-DEE-RE-036/2011 – Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia**

As avaliações energéticas do sistema interligado abordadas na Nota Técnica “EPE-DEE-RE-027/2010”, indicaram a necessidade da ampliação da capacidade de exportação do Norte para o Nordeste em cerca de 3.500 MW e do Norte para o Sudeste/Centro-Oeste em cerca de 7.000 MW. Estas ampliações são necessárias para exportar os excedentes de energia gerados por hidrelétricas do Norte, principalmente a UHE Belo Monte que tinha como previsão de entrada o ano de 2020.

Entretanto, com o grande aumento de usinas eólicas em leilões e com a quantidade de térmicas que viriam a ser instaladas, identificou-se a necessidade da ampliação da capacidade de exportação do Nordeste a partir de 2014, ano da entrada da operação dos empreendimentos vencedores do leilão A-5 de 2009.

Tendo em vista estas condições, foram avaliados os reforços necessários para escoar a UHE Belo Monte, e a partir disso, foram propostas duas alternativas para ampliação do sistema de transmissão entre o Norte e Nordeste. A primeira alternativa considerava reforços a partir da Subestação Colinas até a Subestação São João do Piauí, denominada rota via Colinas.

A segunda alternativa considerava a expansão a partir de uma nova rota de transmissão a saindo da Subestação Miracema com criação de duas subestações seccionadoras, Subestação Gilbués e Subestação Barreiras, denominada via Miracema. Após análise econômica, a rota vencedora, foi a rota via Miracema, pois, além de ser mais economicamente atrativa, também criava uma nova rota de transmissão e proporcionava uma maior integração regional.

Dessa forma, o objetivo deste documento é avaliar se a antecipação de parte das ampliações das interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, previstas para o recebimento da UHE Belo monte, são suficientes para a exportação do excedente de energia no Nordeste.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão utilizou-se a base de dados correspondente ao PDE 2011-2020 e o ano final é o ano do horizonte de estudo, que corresponde a época prevista para a motorização completa da UHE Belo Monte. Além disso, são considerados os resultados dos leilões LER e LFA de 2010 que tiveram como resultado a contratação de 1.802 MW <sup>7</sup> em usinas eólicas no Nordeste.

Foram analisados três cenários de intercâmbio:

- I. Cenário Norte Exportador: caracterizado pela alta exportação da região Norte para o Nordeste, em que o Nordeste recebia 8.500 MW.
- II. Cenário Nordeste Exportador: caracterizado pelo potencial de usinas térmicas somadas as eólicas com 6.200 MW que deveriam ser exportados pelo Nordeste. Neste cenário foi considerada a exportação para ao Sudeste limitado em 3.500 MW de modo a não sobrecarregar a interligação Norte-Sudeste no patamar de carga leve em regime permanente.
- III. Cenário de Fluxo Reduzido entre o Norte-Nordeste-Sudeste: considera dois modelos de intercâmbio, o primeiro com recebimento do Nordeste nulo, e outro com cerca de 1.400 MW.

O documento propõe obras em dois modelos, no primeiro considera-se rotas antigas ou existentes, onde as soluções consistem em reforços, duplicações ou triplicações de circuitos. O segundo modelo de obras, é o de rotas novas, em que são propostos trajetos que não faziam parte do sistema referencial de 2014.

Para os reforços das rotas existentes, foram propostas as seguintes obras:

- Duplicação do trecho em 500 kV Bom Jesus da Lapa – Sapeaçu III;
- Terceira linha do trecho em 500 kV P. Dutra – Sobral;
- Duplicação da LT São João do Piauí – Milagres.

Para os reforços das rotas novas, foram propostas as seguintes obras:

- Trecho em 500 kV Miracema – Gilbués – São João do Piauí;

---

<sup>7</sup> Informação estabelecida com os resultados dos leilões obtidos nos dados abertos da Aneel.

- Trecho em 500 kV Gilbués – Bom Jesus da Lapa;
- Subestação Seccionadora Gilbués;
- Subestação Seccionadora Barreiras.

Destaca-se que a comparação entre as alternativas neste documento não considerou obras distintas, e sim, opções de configuração de condutores. Dessa forma, para a alternativa de condutores escolhidas, foram realizados os estudos de análise de sobretensões à frequência industrial, análise de curto-circuito, caracterização básica das novas subestações e análise socioambiental.

O documento também realizou a análise de desempenho em regime permanente da configuração de condutores recomendada para cada um dos cenários indicados, análise de desempenho das contingências para as áreas Norte e Sul do Nordeste e análise de desempenho dinâmico dos condutores propostos para os cenários, Nordeste Exportador e Nordeste importador (Norte exportador), em que neste último cenário as usinas eólicas não foram consideradas (EPE, 2011).

Este documento, publicado em junho de 2011 na revisão 0, necessitou de uma revisão em agosto de 2012, com o objetivo de contemplar atualizações e/ou correções advindas dos estudos posteriores, conforme:

- Revisão 1: propõe a alteração do comprimento de algumas linhas de transmissão e também altera a localização das SEs em 500 kV Gilbués e Barreiras II devido as análises do relatório R3 (EPE, 2012).

### **3.2.2 EPE-DEE-RE-148/2014 – Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste**

Conforme mencionado anteriormente, o documento “EPE-DEE-RE-147/2014” propôs obras para a região leste do Nordeste. Com os reforços regionais prontos, faz-se necessário avaliar a oportunidade de exportação do excedente de geração.

A partir desta análise, identificou-se a necessidade de exportação de energia elétrica em cerca de 5.000 MW do Nordeste para o Sudeste. Dessa forma, o objetivo deste documento é dimensionar os reforços necessários para o aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste-Sudeste. As recomendações de obras compreendem os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão utilizou-se a base de dados correspondente ao PDE 2023, bem como o sistema referencial previsto para entrar em operação em 2019 indicado no relatório “EPE-DEE-RE-147/2014”. Além disso, considerou-se os reforços complementares que estavam em análise no relatório e que ainda não haviam sido emitidos “EPE-DEE-RE-021/2015” referente aos estados do Maranhão, Piauí e Ceará.

Além dos 4.152 MW contratados em usinas eólicas através dos leilões LER 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b) conforme comentado na seção 3.1.2, o leilão A-3 2014 foi responsável por contratar 503 MW em usinas eólicas (coerente com o dashboard da Aneel).

Para o dimensionamento do sistema de interligação, considerou-se um potencial adicional, além dos já contratados até o momento no Nordeste. O motivo disso, é garantir o escoamento dos excedentes energéticos a médio e longo prazo. Dessa forma, estimou-se um potencial eólico em 8.750 MW. Este montante é compatível com os montantes eólicos previstos no PDE 2023 e seria confirmado futuramente. Para o dimensionamento do sistema, foi considerado o despacho simultâneo de 80% da capacidade de geração das futuras usinas, ou seja, 7.000 MW.

Foram analisados três cenários de intercâmbio:

- I. Nordeste Máximo Exportador Seco – Carga Leve: caracterizado pelo elevado carregamento nas linhas de transmissão de interligação do Norte/Nordeste e Sudeste. Considera a exportação do Nordeste em torno de 12.500 MW com geração eólica em 80% da capacidade instalada das usinas contratadas (7.000 MW). Este cenário foi utilizado para o dimensionamento do sistema de controle de tensão.
- II. Nordeste Máximo Exportador – Carga Pesada: caracterizado pelo elevado carregamento das linhas de transmissão de interligação do Norte/Nordeste e Sudeste. Considera exportação do Nordeste em torno de 12.500 MW com geração eólica em 80% da capacidade instalada das usinas contratadas (7.000 MW). Este cenário foi utilizado para o dimensionamento do sistema de transmissão nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo.
- III. Nordeste Permanência: caracterizado pelo baixo carregamento das linhas de transmissão de interligação do Norte/Nordeste e Sudeste. Utiliza o período de carga leve e foi utilizado para o dimensionamento do controle de tensão.

Destaca-se que o cenário de intercâmbio “Norte e Nordeste Máximos Exportadores, no período úmido” não foi simulado por apresentar carregamento elevado nas linhas de transmissão da interligação Norte-Sul e estava sendo dimensionado por outro documento em elaboração na EPE que não foi nomeado no presente estudo.

Neste documento, foram realizadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas. As análises ambientais, de curto-circuito, dinâmica, energização e rejeição foram realizadas apenas para a alternativa vencedora.

No total foram analisadas 8 alternativas em que estudavam a concepção de 3 grandes eixos de transmissão de 500 kV interligando os estados da Bahia e Minas Gerais. O eixo 1 era formado por duas linhas de transmissão, o eixo 2 era formado por cinco linhas de transmissão e o eixo 3 era formado por cinco linhas de transmissão.

Além disso, também foram propostas obras comuns a todas as alternativas que tinham como objetivo atender os problemas identificados em Minas Gerais a partir de 2022. Também foram analisados separadamente os reforços dos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro devido a necessidade de reforços estruturais nestes estados (EPE, 2014c).

Este documento, publicado em outubro de 2014 na revisão 0, necessitou de 3 revisões em dezembro de 2014, julho de 2015 e outubro de 2015, com o objetivo de contemplar atualizações e/ou correções advindas dos estudos posteriores, conforme:

- Revisão 1: são realizadas alterações básicas como a adequação de algumas ilustrações e atualização dos comprimentos de algumas linhas de transmissão de acordo com a análise socioambiental. Dessa forma, não ocorre alteração na alternativa vencedora nem das obras recomendadas (EPE, 2014f).
- Revisão 2: as alterações são referentes a adequação de algumas ilustrações e detalhamento das recomendações conforme os estudos R2, R3 e R4 publicados (EPE, 2015a).
- Revisão 3: atualiza a informação de que as obras recomendadas para a subestação Poções II, foram realocadas para a nova subestação Poções III conforme o relatório “EPE-DEE-RE-008-2014-rev.3”. Dessa forma, não ocorreu alteração da alternativa vencedora, nem do programa de obras recomendados anteriormente (EPE, 2015b).

### **3.2.3 EPE-DEE-RE-020/2016 – Aumento da Capacidade da Interligação Entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipólos A e B**

Após o último documento, que resultou na expansão do sistema de interligação em 5.000 MW, novamente, devido ao crescimento das usinas eólicas é necessário avaliar novas soluções para a exportação do potencial do Nordeste.

Em estudos prévios, identificou-se a disponibilidade sazonal de geração nas regiões Norte/Nordeste, pela complementariedade entre a energia eólica no Nordeste e hidrelétrica no Sudeste. A partir disso, a nota técnica “EPE-DEE-NT-049/2015 – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações” identificou que este potencial atingia montantes da ordem de 7.500 a 8.000 MW.

Para escoar este excedente, foram estudadas alternativas pela nota técnica “EPE-DEE-NT-018/2016 – Aumento da Capacidade da Interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Avaliação inicial” que mostraram que a melhor solução era o dimensionamento de dois bipólos em corrente contínua, em que cada um poderia escoar 4.000 MW.

O primeiro deles, o bipólo A, definido pelas conversoras Paruebas (PA) – Assis 2 (SP) e o segundo, bipólo B, definido pelas conversoras Graça Aranha (MA) – Silvânia (GO). Dessa forma, o objetivo deste relatório é apresentar a análise técnica e econômica para o correto dimensionamento destes bipólos, e os reforços necessários para o funcionamento desta solução.

Para o dimensionamento do sistema de transmissão foi utilizado a base de dados correspondente ao PDE 2023. De acordo com as notas técnicas, as restrições de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste para o Sudeste ocorreriam a partir de 2019. No entanto, como não era possível fazer todo o processo de licitação e construção neste horizonte, o documento considerou um horizonte de estudo diferente, definindo como novembro de 2021.

Utilizou-se o cenário de carga pesada como o dimensionador da expansão do sistema de transmissão, buscando aproximar a análise elétrica da análise energética. Destaca-se que para a modelagem da análise elétrica é utilizado a demanda máxima instantânea para os patamares de carga média e pesada e demanda mínima para o patamar de carga elétrica. A análise energética utiliza a modelagem da carga em MWm por patamar.

O documento apresenta três linhas de transmissão referenciais: LT 500 kV Xingó - Olindina C1, LT 500 kV Olindina Sapeaçu C1 e LT 230 kV Jardim - Catu C1. Estas LTs

melhoram o escoamento na área Sul da BA e são detalhadas no documento “EPE-DEE-RE-006/2016”, apresentado na seção 3.1.4.

Além do cenário dimensionador, baseado nas notas técnicas NT 049/2015 e NT 146/2015, em que é considerado o despacho de 55% das eólicas do Nordeste, foram avaliados 8 outros cenários para as análises de regime permanente e de estabilidade dinâmica, indicados:

- I. Cenário 1 (dimensionador): máxima exportação do Norte/Nordeste com máxima importação para o Sul – Carga Pesada;
- II. Cenário 2A: máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Pesada;
- III. Cenário 2B: máxima exportação do Norte/Nordeste – Carga Leve;
- IV. Cenário 3A: máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Média;
- V. Cenário 3B: máxima exportação do Norte para Nordeste – Carga Leve;
- VI. Cenário 4A: máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Média;
- VII. Cenário 4B: máxima importação pelo Norte/Nordeste – Carga Leve;
- VIII. Cenário 5A: máxima exportação do Nordeste – Carga Pesada;
- IX. Cenário 5B: máxima exportação do Nordeste – Carga Leve.

Dessa forma, os estudos em regime permanente foram realizados para as alternativas 1, 2A, 3A, 4A, 4B e 5B. Entretanto, com exceção do cenário 1, os demais não foram utilizados para dimensionamento e comparação das alternativas, sendo usados apenas para mensurar os impactos da alternativa vencedora em diferentes cenários de geração e intercâmbio. Os estudos de estabilidade dinâmica foram feitos para os cenários 1, 2A, 2B, 3A, 3B, 4A, 4B, 5A, 5B.

Para a alternativa vencedora, realizou-se o detalhamento em 800 kV considerando a concepção geral e a determinação do condutor ótimo. A concepção básica destes bipólos é baseada no segundo bipólo de Belo Monte, Xingu - Terminal Rio. A primeira definição a ser feita é a definição do condutor, para isso foi utilizado o programa Elektra desenvolvido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Foram estudados todos os componentes das LTs como torres, isoladores, ferragens, entre outros, tomando-se um caso mais simplificado para comparar as alternativas dos condutores.

Além disso, ainda no detalhamento, são definidas as conversoras CCAT para as perdas máximas e calculou-se a potência nominal para a Transmissão Direta e para a Transmissão Reversa. Definiu-se outros parâmetros como tensão, arranjo da ponte conversora e transformadores, compensação reativa, entre outros.

A compensação *shunt* é definida para os bipólos A e B com o objetivo de manter os níveis de tensão dentro dos critérios estabelecidos durante as manobras. Para isso, a análise foi dividida em 9 eixos e, nesse sentido, no relatório é identificado para cada um deles a necessidade ou não de reatores de linha, a definição da conexão dos reatores, a qual pode ser fixa ou manobrável, além do montante de compensação *shunt* nas barras e da modulação dos reatores de barra. O resultado das análises é apresentado abaixo:

- I. Eixo Silvânia - Trindade: referente à LT 500 kV Silvânia Trindade. Identificou-se a necessidade de um reator de linha fixo de 60 MVar, resultando em uma compensação final de 54,5%;
- II. Eixo Samambaia - Silvânia: composto por dois circuitos paralelos, resultado do seccionamento das LTs 500 kV Samambaia – Emborcação e Samambaia - Itumbiara, na SE Silvânia. Identificou-se a necessidade de reatores fixos na extremidade Samambaia, resultando em uma compensação final de 70,3% e 72,2% para os circuitos 1 e 2 respectivamente;
- III. Eixo Silvânia - Itumbiara: referente ao seccionamento da LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, na SE Silvânia. Identificou-se a necessidade de um reator de linha fixo na extremidade Itumbiara, resultando em uma compensação final de 49,1%;
- IV. Eixo Silvânia – Emborcação: referente ao seccionamento da LT 500 kV Samambaia - Emborcação, na SE Silvânia. Identificou-se a necessidade de um reator de linha fixo na extremidade Emborcação, resultando em uma compensação final de 27,6%;
- V. Eixo Marimbondo II – Assis 2: referente ao seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II - Assis, na SE Assis 2. Identificou-se a necessidade de um reator de linha fixo na extremidade Marimbondo II, resultando em uma compensação final de 30,4%;
- VI. Eixo Araraquara – Assis 2: referente ao seccionamento da LT 500 kV Araraquara - Assis, na SE Assis 2. Identificou-se a necessidade de um reator de linha fixo na extremidade Araraquara, resultando em uma compensação final de 22,1%;
- VII. Eixo Assis 2 – Assis: composto por três circuitos paralelos, sendo dois deles resultantes do seccionamento da LT 500 kV Marimbondo II – Assis e da LT 500 kV Araraquara – Assis, na SE Assis 2, e um terceiro indicado neste R1. Identificou-se que não é necessária compensação para esses circuitos;

- VIII. Eixo Graça Aranha – Teresina II: composto por três circuitos paralelos, formados pelo seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3. Identificou-se a necessidade da transferência dos reatores de linha fixos de 150 MVar presentes no terminal de Presidente Dutra para o terminal de Graça Aranha devido a proximidade do ponto de seccionamento em relação a SE Presidente Dutra. Dessa forma, a compensação final é de 76,5%;
- IX. Eixo Presidente Dutra – Graça Aranha: composto por três circuitos paralelos, formados pelo seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2 e C3. Identificou-se que não é necessária compensação para esses circuitos devido a transferência dos reatores de linha do terminal SE Presidente Dutra para a SE Graça Aranha indicado no item “VIII”.

A análise de curto-circuito foi separada em duas partes, a superação de disjuntores e o cálculo do valor de *Silicon Controlled Rectifier* (SCR), ambos utilizaram o caso base de curto-circuito máximo da EPE do ano de 2020 para o programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS).

A análise de confiabilidade foi realizada com o objetivo de verificar se a alternativa indicada é confiável para os casos extremos e para os casos menos severos. Preparou-se um caso de trabalho que apresenta uma condição de intercâmbio menos severa que o cenário crítico e com probabilidade mais elevada de ocorrência. O cenário estabelecido tem as seguintes características:

- Ano de 2021;
- Carga pesada;
- Exportação total do N e NE para S/CO com 18.700 MW;
- Parque térmico nacional despachado;
- Eólicas no NE com 45% de fator de capacidade;
- Bacia do rio São Francisco com 75% de fator de capacidade e alta hidraulicidade nas bacias da região N do país.

Por fim, a análise dinâmica é detalhada na NT DEE-EPE-NT-19/2016 anexa ao relatório. Estes estudos possibilitam estabelecer os requisitos de compensação reativa, de sobrecarga das conversoras e de controle que possibilitarão o desempenho técnico dos Bipólos

A e B em regime dinâmico. Foram analisados os cenários de fluxo direto e fluxo reverso (EPE, 2016a).

### **3.2.4 EPE-DEE-RE-018/2022 – Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste**

Este estudo é a segunda parte de um conjunto de documentos associados ao “Estudo de expansão das interligações regionais” sendo que a primeira foi a nota técnica “EPE-DEE-NE-072/2021”. Apresenta-se apenas os resultados deste documento que contribuíram como premissa para este relatório R1 com o objetivo sintetizar o texto, os demais tópicos da NT são abordados no Capítulo 4.

Esta nota técnica teve como objetivo identificar a capacidade de transferência das interligações e os fatores limitantes. Dessa forma, os resultados são apresentados:

- Exportação do Nordeste com Carga Média: 13.100 MW em 2025 e 15.000 MW em 2027;
- Exportação do Nordeste com Carga Leve Diurna: 14.500 MW em 2025 e 15.500 MW em 2027;
- Exportação do Norte e Nordeste com Carga Média: 16.800 MW em 2025 e 17.500 MW em 2027;
- Exportação do Norte e Nordeste com Carga Leve Diurna: 13.600 MW em 2025 e 16.000 MW em 2027.

De acordo com dados divulgados no PDE 2030, o crescimento da carga no SIN no patamar de carga média entre os anos de 2026 e 2033 indica um crescimento de 2 GW em 2026 e 23 GW em 2033, sendo que, 17 GW são das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Como consequência disso, a nota técnica indicou uma necessidade do aumento da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste de 10 GW em 2025, 16 GW em 2030 e 18 GW em 2033 de acordo com os dados do cenário de referência do PDE 2030. Além disso, para a exportação individual do Nordeste, foi previsto a necessidade do aumento de 5 GW em 2025, 13 GW em 2030 e 18 GW em 2033 no cenário de referência, podendo chegar até 31 GW no cenário superior do PDE 2030.

Este estudo tem como foco a expansão do sistema de interligação entre Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Posteriormente, a EPE irá lançar um estudo com foco exclusivo na interligação entre Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste que irá concluir o plano de reforços identificados até o momento, e a previsão de publicação deste último relatório é em julho de 2022.

Foram analisados dois cenários de intercâmbio:

- I. Cenário de Máxima Exportação do Norte/Nordeste: caracterizado pela elevada exportação de potência do Norte/Nordeste com prioridade pela região Norte. Este cenário define uma geração hidráulica elevada na região Norte, média no Sudeste e uso de térmica reduzido. Para a região Nordeste considerou-se que as usinas hidráulicas da bacia do São Francisco operam com 50% da capacidade, as usinas solares com fator de capacidade de 90% e as usinas eólicas com fator de capacidade de 64% na carga média e 66% na carga leve diurna de final de semana.
- II. Cenário de Máxima Exportação do Nordeste: caracterizado pela máxima exportação da região Nordeste, geralmente coincidente com o período seco da região Norte. Considerou-se a geração hidráulica reduzida na região Nordeste e geração térmica média. Para a região Nordeste considerou-se que as usinas hidráulicas da bacia do São Francisco operariam com 39% da capacidade instalada, as usinas solares operariam com um fator de despacho de 90% e as eólicas de 80%.

A partir disso, o objetivo deste documento é avaliar e indicar a melhor alternativa de expansão das interligações regionais para a exportação da região Norte/Nordeste até o ano de 2030.

Para as soluções estudadas, definiu-se a necessidade de dois corredores com potência nominal de pelo menos 4.000 MW cada. O primeiro corredor deve ser selecionado com o objetivo de reduzir os carregamentos da interligação Norte-Sul e, para o segundo, a indicação é que o terminal emissor deste deve estar preferencialmente na região Nordeste. Dessa forma, este estudo propõe o primeiro corredor e o relatório que será publicado posteriormente indicará o segundo bipólo.

A solução proposta por este documento reavalia o sistema de Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT), mais especificamente o “Bipólo B” proposto pela EPE no estudo “EPE-DEE-RE-020/2016” apresentado na seção 3.2.3. São necessários ajustes nas especificações

técnicas deste estudo, porém, grande parte do aprendizado foi aproveitada para o dimensionamento deste relatório.

A alternativa é composta pelo sistema de transmissão em corrente contínua, em  $\pm 800$  kV e capacidade nominal de 5 GW, denominado “Bipólo Nordeste I”, que interliga a subestação Graça Aranha, no Maranhão, até a subestação Silvânia, em Goiás. Observa-se que as subestações não foram alteradas, mesmo com o estudo de outras alternativas.

São propostos reforços complementares na malha de transmissão em corrente alternada existente, contabilizando ganhos nos limites de exportação das regiões Norte/Nordeste superiores a 7 GW, atingindo 24 GW em 2028. Considerando o próximo Bipólo indicado (mas ainda não publicado) espera-se atingir mais 15 GW até 2030, chegando a 32 GW em capacidade de exportação, ou seja, quase dobrar em relação ao atual que é de 17,5 GW.

Foram realizadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas estudadas. As análises socioambientais, de curto-circuito, energização e rejeição de novas linhas de transmissão foram realizadas apenas para a alternativa vencedora. Apresentou-se a análise de desempenho dinâmico do sistema com os reforços recomendados nos estudos regionais na seção 3.1.6. de forma a mensurar os ganhos de capacidade de exportação.

Com relação ao potencial eólico e solar, foram considerados os mesmos indicados na seção 3.1.6, sendo 11.895 MW advindos de fonte eólica e 2.194 MW de solar em 2030 em adição aos 34 MW considerados como geração confirmada até 2025. Com isso, a capacidade instalada renovável prevista no Norte/Nordeste é de 48 GW até 2030 no cenário de referência, com possibilidade de atingir entre 57 GW e 72 GW, até 2033, dependendo do cenário do PDE analisado.

Conforme apresentado no documento “EPE-DEE-NT-018/2016”, que serviu de base para o relatório “EPE-DEE-RE-020/2016”, as soluções inteiramente em CA não são economicamente competitivas devido às distâncias a serem percorridas pelas linhas de transmissão.

Dessa forma, neste estudo adotou-se esta condição e todas as alternativas propostas são em CC devido a sua atratividade, e sua vantagem técnica decorrente do maior controle dos intercâmbios. Portanto, são consideradas as soluções em CA apenas para reforços pontuais ou complementares. Ressalta-se que foi utilizado a tecnologia comutação natural pela linha (LCC), pois se mostrou como a melhor solução técnico-econômica, além de ser a mais aplicada no mercado, facilitando a competitividade no fornecimento da solução.

Com relação à estação inversora, foram analisados novamente os estudos feitos anteriormente pelo documento R1 e pelas notas técnicas (vide seção 3.2.3), verificando que a solução mais vantajosa é manter a Subestação Silvânia como a subestação inversora do Bipólo Nordeste I.

Para a estação retificadora, a análise é um pouco mais complexa, pois desde a emissão do estudo “EPE-DEE-RE-020/2016” ocorreram grandes mudanças no sistema (novas obras, cargas e gerações diferentes). Por conta disso, são analisados 7 pontos de conexão para a estação retificadora na região Norte, nos estados de Tocantins, Pará e Maranhã:

- I. SE Colinas (TO);
- II. SE Serra Pelada (PA);
- III. SE Itacaiúnas (PA);
- IV. SE Imperatriz (MA);
- V. SE Açailândia (MA);
- VI. SE Graça Aranha (MA);
- VII. SE Tucuruí (PA).

Na sequência, define-se a potência do elo e os respectivos reforços da interligação Norte-Sul com o intuito de viabilizar o escoamento da potência excedente das regiões Norte e Nordeste. Para cada um dos 7 pontos de conexão são estudados três cenários:

- Cenário A: considera um bipólo em 5 GW e um eixo leste (complemento em CA) em 2030 como reforço;
- Cenário B: considera um bipólo em 5 GW e um eixo oeste (complemento em CA) em 2030;
- Cenário C: considera um bipólo em 4 GW, um eixo oeste e um eixo leste (complementos em CA) em 2030.

A alternativa C foi estudada apenas para as localizações 1, 4 e 6, pois eram os pontos mais economicamente promissores nas alternativas A e B. Dessa forma, analisou-se um total de 17 alternativas contemplando combinações das vertentes numérica e alfabética.

A partir dos estudos realizados, indicou-se que a melhor alternativa foi a 6B, ou seja, a estação retificadora localizada na subestação Graça Aranha com reforços em CA no eixo oeste.

Além disso, foram propostas obras comuns que contemplam antecipações nos reforços no Norte de Minas Gerais para o ano de 2028 e novos reforços em 2028 que são comuns a todas as alternativas (EPE, 2022a).

### 3.3 CONSOLIDAÇÃO DAS OBRAS

Conforme indicado na Figura 12, após a publicação dos relatórios pela EPE, a ONS emite o PAR/PEL que tem como objetivo identificar possíveis problemas nas subestações e linhas existentes, além de propor soluções de curto prazo e soluções estruturais que serão consolidadas pelo MME.

A fim de compreender a conexão entre os documentos, são analisados os documentos PAR/PEL emitidos de 2012 a 2021, compreendendo o mesmo horizonte de estudo dos relatórios R1 apresentados. Destaca-se que foram analisados 11 PAR/PEL regionais, exclusivamente nas regiões Norte/Nordeste e 9 PAR/PEL referentes as interligações.

A partir destes documentos, é possível fazer uma correspondência entre os PAR/PEL e os relatórios R1 estudados. Esta correspondência é uma tabela de obras que pode ser observado no APÊNDICE A – Consolidação de Obras da EPE e Correspondência no PAR/PEL.

Conforme pode ser observado no quadro de obras, os relatórios R1 analisados somam um total de 307 obras. Destaca-se que para o documento “EPE-DEE-RE-020/2016”, as obras propostas não constam em nenhum PAR/PEL. Para os documentos publicados em 2021 e em 2022, ainda não foi emitido o PAR/PEL correspondente e assim foi indicado no quadro.

Ao desconsiderar as obras dos documentos mais recentes (2021 e 2022), cujo PAR/PEL não foram publicados ainda, sobram 162 obras, e destas, 33 não foram encontradas. Além disso, em consulta a base de dados EPE e ONS, identificou-se que estas obras não foram construídas, o que resulta em 20% de obras propostas nos R1's não construídas.

Apesar deste percentual parecer elevado, deve-se lembrar que grande parte dos documentos analisados foram decorrentes de estudos prospectivos, os quais envolviam muitas incertezas no momento da definição de suas premissas. Dessa forma, 80% das obras consideradas para construção neste cenário de incerteza é um grande avanço, pois significa que de fato essas obras se mostraram necessárias após a validação de todos os órgãos responsáveis, e demonstra que os estudos prospectivos têm grande utilidade pelo fato de detectar o problema previamente.

Das obras que foram propostas no relatório R1 e no PAR/PEL, o padrão observado é que, para a grande maioria, a correspondência é encontrada no primeiro ano do horizonte do PAR/PEL com a data de necessidade da obra proposta no relatório R1. Exemplificando, se no relatório R1 a obra foi proposta para 2016, a obra iria aparecer no PAR 2014-2016 ou no PAR 2015-2017.

#### **4 ANÁLISE DE NECESSIDADE DE READEQUAÇÃO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO**

O processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão no Brasil foi analisado através de um levantamento do estado da arte e análises de diversos documentos oficiais publicados pela EPE e ONS. Introduziu-se o conceito de “Estudos Prospectivos”, surgido em 2013 devido à crescente das fontes renováveis.

Os documentos que formalizam o processo de planejamento em vigor são o “Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão - Volume I” e “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - Volume II” elaborados pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) no ano de 2002. De modo que a última revisão documentada irá completar 20 anos e, em consequência disso, a EPE precisou adaptar o processo de forma a compatibilizá-lo com a transição energética em curso.

No art. 2º, inciso II, da Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020, é informado que os Estudos de Planejamento da Transmissão de Curto, Médio e Longo Prazos são elaborados sob coordenação da EPE. Além disso, acerca da revisão destes documentos, no art. 6º é definido que:

A EPE deverá submeter para fins de aprovação por parte do Ministério de Minas e Energia, com ou sem modificações, documento sobre critérios e procedimentos para a elaboração de Estudos de Planejamento da Transmissão de que trata o art. 2º, inciso II, bem como documento sobre as Diretrizes para a elaboração dos Relatórios Técnicos que subsidiam a instrução dos Leilões de Sistemas de Transmissão (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, [s.d.]).

Em 2018, a EPE iniciou a revisão destes documentos que de acordo com o PDE 2031, deve ser concluído até o primeiro semestre de 2023. Além disso, no art. 4º foram instituídos os Grupos de Estudos da Transmissão (GETs), sob coordenação da EPE que tem como objetivo a contribuição para a elaboração dos estudos citados no art. 2º, inciso II.

É importante citar que o documento “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020rev0”, apresentado inicialmente na seção 2.2.1.1, tem grande importância no processo de planejamento e pode ajudar no desenvolvimento de novos estudos, mesmo que não contemple todos os aspectos desta atividade.

Como a elaboração deste trabalho de conclusão de curso avaliou muitos casos que divergiram do padrão documentado em algum aspecto, neste capítulo o objetivo será trazer uma identificação de readequação do processo de planejamento. Para isso, será feita a análise de algumas das soluções que estão sendo adotadas ou propostas recentemente no setor elétrico, de forma a englobar estas divergências e avaliar possíveis indicações do que poderia ser alterado ou adicionado nos documentos vigentes.

Destaca-se que existem documentos de outras entidades que também abordam o processo de planejamento, porém, o foco neste trabalho é principalmente no trabalho da EPE por este ser o órgão responsável principal pelo planejamento de longo prazo.

Dessa forma, serão estudadas duas condições distintas: (a) a primeira é referente ao potencial de geração, justificado pelo fato de que desde 2002 até os dias atuais a oferta de geração no Brasil passou por um processo de oferta predominantemente no ACR, para ser majoritariamente ofertada no ACL. Dessa forma, o diagnóstico da necessidade da expansão de uma linha de transmissão para a conexão de um parque gerador ou para a expansão da rede básica envolve incertezas, e o objetivo será discutir como seria possível incluir a análise das incertezas do ACL no planejamento. (b) a segunda é referente ao estudo R1, conforme apresentado durante o trabalho, em muitos casos, os documentos estudados precisaram ser adaptados, seja por falta de informações ou pela dinâmica de mercado que foi sendo alterada ao longo do tempo. Dessa forma, será discutida a necessidade de readequação do R1 de forma a compatibilizá-lo com o que foi visto ao longo deste trabalho.

#### 4.1 DIAGNÓSTICO DA GERAÇÃO

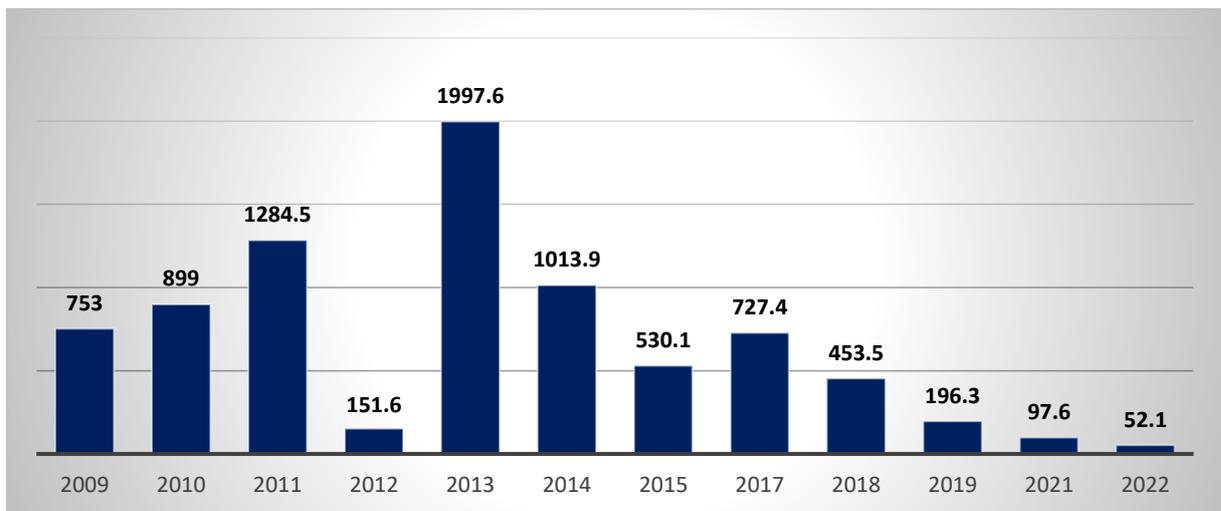
Conforme destacado pela EPE no PDE 2031, até o final da última década, o planejamento era facilitado pelo fato de que a maior parte da contratação de energia era proveniente de leilões no ACR. A partir disso, era possível saber com exatidão a potência e a localização dos empreendimentos cadastrados nos leilões.

Entretanto, nos últimos anos, com a redução dos valores de investimentos necessários para os empreendimentos eólicos e fotovoltaicos, grande parte da expansão destas fontes está sendo amparada na visão do ACL. Em consequência disso, existe uma dificuldade em definir os montantes de energia para o planejamento da expansão da linha de transmissão, além disso, outro ponto importante é a localização dos empreendimentos que é dificultada neste ambiente de contratação (MME, 2022).

Outro ponto importante, já citado neste trabalho, é a diferença temporal da construção destas usinas renováveis de menor porte, que em média são implantadas em 3 anos, e a de linhas de transmissão, em média 5 anos. A partir do momento em que elas estão no ACL, é ainda mais difícil prever com exatidão a entrada em operação destes empreendimentos.

Na Figura 23 observa-se a quantidade de energia proveniente de fonte eólica vendida em leilões por ano em MWm desde 2009.

Figura 23: Energia Vendida em Leilões (MWm).



Fonte: ANEEL ([s.d.]).

Observa-se na Figura 23 a redução da fonte eólica na participação em leilões de energia. Entretanto, conforme mencionado nos capítulos anteriores, a expansão de geração por este tipo de fonte não reduziu, o que significa o aumento dos empreendedores na procura do ACL para a implantação e comercialização desta energia.

A partir disso, o planejamento das linhas de transmissão, que anteriormente tinha a projeção de geração baseada principalmente em leilões, precisa se adaptar de forma a atender a necessidade de escoamento destas usinas via ACL. Ao analisar o fluxograma apresentado na Figura 12, é possível verificar que a principal etapa afetada por esta incerteza da geração é a “Identificação da necessidade de expansão do sistema de transmissão”.

Dessa forma, a primeira análise é centrada em uma padronização de como este diagnóstico pode ser realizado. Destaca-se que o objetivo é identificar, a partir da definição de geração, possíveis restrições da rede, datas em que ocorreriam, grau de impacto e a localização

das mesmas. Na sequência, indica-se uma possibilidade de readequação do processo de diagnóstico com foco na definição da geração.

A primeira etapa do processo de planejamento é o diagnóstico do sistema de transmissão atual. Nesta etapa, verifica-se se o sistema está apto a atender a prospecção de carga no horizonte de estudo. Para isso, utiliza-se a projeção de carga elaborada pela EPE.

Na sequência, é avaliado se a geração e o sistema de transmissão atuais são capazes de atender a carga. Caso a carga possa ser suprida, não são necessários novos estudos e o diagnóstico chega ao fim. Caso a geração não consiga atender a carga, é necessário projetá-la. Se o sistema inicial puder atender a carga a partir da geração, o fluxograma termina, caso contrário, são necessários estudos detalhados para a transmissão.

Para a projeção da geração, o primeiro documento a ser analisado é a nota técnica “EPE-DEE-NT-072/2021” desenvolvida pela EPE em 2021 e apresentada inicialmente no Capítulo 2. Esta nota técnica teve como objetivo realizar um diagnóstico do desempenho e da capacidade das interligações regionais do sistema elétrico brasileiro com foco específico entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (EPE, 2021a).

Este diagnóstico realizado pela EPE foi, de certa forma, inovador devido ao desafio em propor soluções para as incertezas associadas à previsão de geração e a localização das usinas. O resultado foi uma metodologia em que foram propostas alternativas para este diagnóstico. Para a definição do potencial proveniente de energia renovável, considerou-se a seguinte estratégia:

- I. Consideram-se os montantes de energia contratada via leilões do ACR;
- II. Consideram-se os empreendimentos de energia provenientes do ACL com parecer de acesso emitido e CUST/CUSD assinado;
- III. Considera-se a previsão da expansão das fontes de acordo com o PDE.

A partir disso, espera-se diminuir a incerteza associada a potência dos empreendimentos sendo possível planejar a expansão prospectiva. A variável gerada por esta etapa é a estimativa do potencial energético. Para a estimativa do potencial elétrico, é necessário identificar a localização dos empreendimentos.

Com o objetivo de identificar as regiões prováveis das usinas, a nota técnica propôs o uso de informações dos seguintes sistemas digitais já consolidados no setor elétrico:

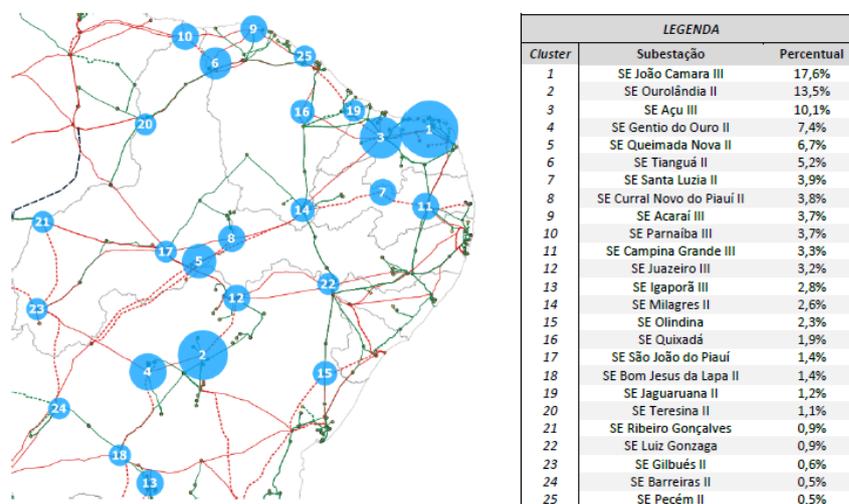
- Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica – AEGE: Sistema de responsabilidade da EPE que tem como objetivo permitir aos empreendedores cadastrar os seus empreendimentos com a finalidade de

participação de leilões de compra de energia elétrica de novos empreendimentos de geração para o SIN (EPE, [s.d.]).

- Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL: Sistema de responsabilidade da ANEEL que tem como objetivo se tornar um instrumento de referência nas buscas do setor elétrico consolidando dados em vários subsistemas isolados (ANEEL, [s.d.]).
- Sistema de Gestão dos Processo de Acesso – SGAcesso: Sistema de responsabilidade do ONS que tem como objetivo promover uma solução para todos os processos de acesso ao SIN que visa trazer agilidade e padronização na troca de informação entre o ONS e os agentes envolvidos. Nele é possível solicitar e emitir documentos de acesso como Parecer de Acesso, Informação de Acesso, Parecer técnico, além de disponibilizar recursos para acompanhamento de prazos, obter suporte entre as áreas técnicas e ser um ambiente analítico de dados e solicitações (ONS, [s.d.]).

A partir destes sistemas, é possível identificar os pontos com maior interesse do mercado para conexão dos novos empreendimentos. Na sequência, formula-se a agregação e a representação da geração prospectiva dos estudos de planejamento da transmissão baseadas no método *k-means*. Com isso, os potenciais de expansão indicativa são alocados em *clusters* de geração, e os centroides são subestações da Rede Básica existente o que facilita a definição de localização. Na Figura 24 pode ser observado como estes *clusters* foram agrupados na região Nordeste.

Figura 24: Representação dos clusters de geração indicativa no Nordeste.



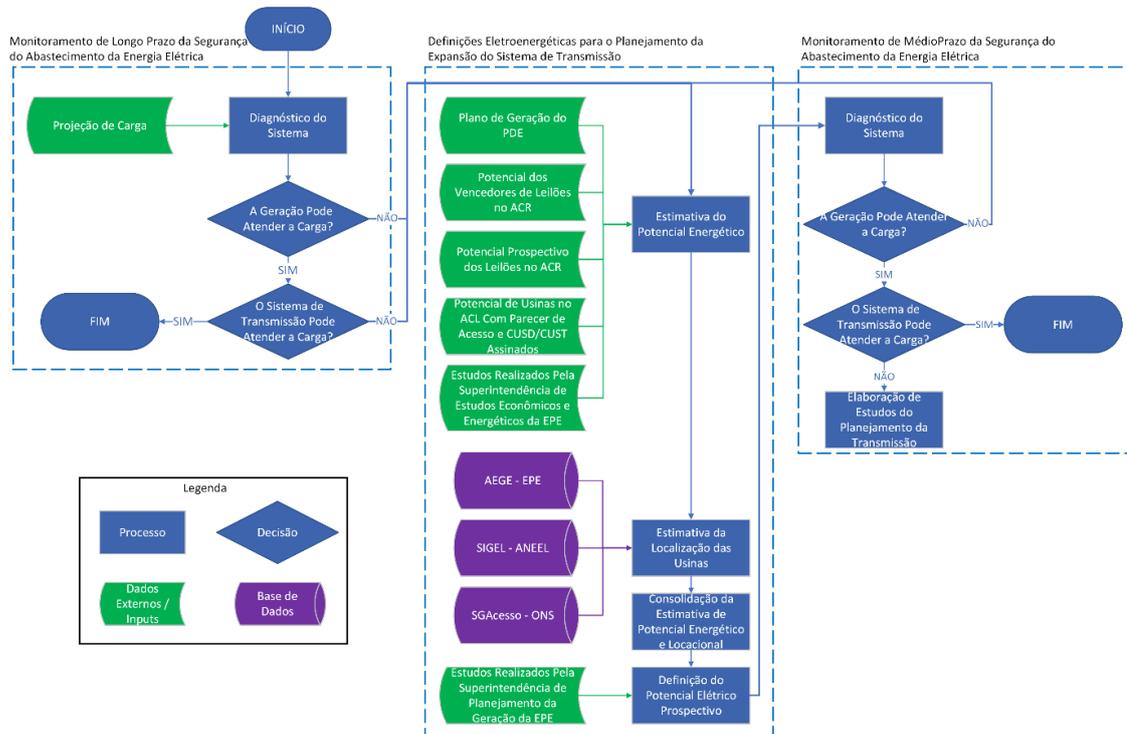
Fonte: EPE (2021a).

A nota técnica apresentada, apesar de ter sido feita exclusivamente para o Nordeste, aborda uma metodologia que pode solucionar o problema de identificação da geração no ACL. Dessa forma, a utilização desta metodologia para propor a alteração no processo de planejamento e padronizá-lo para todas as regiões do Brasil é uma possibilidade de melhoria.

Com a consolidação do potencial energético e a localização provável das usinas, é possível verificar o potencial elétrico prospectivo. A partir disso, realiza-se um novo diagnóstico da rede de transmissão que irá considerar esta estimativa e a projeção de carga para o horizonte de estudo. Novamente são avaliados se a geração e o sistema de transmissão possuem estrutura necessária para suprir a carga. Caso a geração prospectiva não possa suprir a carga, é necessário refazer a estimativa até que isso se torne verdadeiro. A partir disso, é avaliado se o sistema de transmissão atual pode escoar o potencial dessa nova geração. Caso seja possível, o diagnóstico chega ao fim. Caso não seja possível, são necessários novos estudos e retorna-se ao fluxograma apresentado na Figura 12.

Dessa forma, é possível definir possíveis aberturas do item “Identificação da necessidade de expansão do sistema de transmissão” conforme mencionado. Na Figura 25, podem ser observadas cada uma das etapas comentadas neste capítulo.

Figura 25: Fluxograma da Etapa de Diagnóstico do SIN pela EPE.



Fonte: Autor (2022).

## 4.2 POSSIBILIDADE DE READEQUAÇÃO DO R1

A matriz elétrica brasileira tem apresentado alterações devido à inserção das fontes renováveis na matriz elétrica, resultando em diversos desafios no processo de planejamento da expansão, em virtude das incertezas associadas a essas novas fontes.

Exemplo disso são os relatórios “EPE-DEE-DEA-RE-002/2013” e “EPE-DEE-RE-160/2013” que, conforme apresentado em detalhes no capítulo 3.1, entre um documento e outro, a expectativa de potência proveniente de fonte eólica foi duplicada, mesmo ambos sendo elaborados no mesmo ano.

Essa grande diferença é atrelada à premissa de potencial eólico, pois, inicialmente, considerou-se o potencial cadastrado, enquanto a segunda análise utilizou uma base de dados de um órgão ambiental da Bahia. A nova informação utilizada foi a de empreendimentos com licenças prévias emitidas ou em análise, ou seja, utilizou-se todo o potencial eólico previsto na região para o estudo. Além disso, em ambos os documentos se fez necessário realizar uma estimativa da localização dos empreendimentos.

Uma das possibilidades de readequação identificada para estes problemas foi abordada na seção anterior, de forma que o relatório R1 não precise estimar o potencial elétrico, e esta informação seja resultado de um diagnóstico preliminar, o qual poderá ser denominado de estudo de monitoramento do potencial energético. Apesar disso, ainda restam outras incertezas e premissas a serem consideradas nos estudos.

Outra característica que ficou evidente na análise dos R1's, foi a necessidade de avaliação de diferentes cenários de carga e geração para os estudos. Isso é bastante atrelado a esta característica das renováveis, pois tradicionalmente o submercado ser “exportador” ou “importador” era relacionado apenas a carga e as afluências, e conseqüentemente o nível dos reservatórios.

Com o crescimento das usinas eólicas, o submercado pode se tornar exportador em um período diferente do que era comum e isso precisou ser reavaliado nos estudos. No capítulo 393, foi descrito esta transição, principalmente da região Nordeste de importador para exportador, em que, em 2015 esta região foi exportadora em 5% do tempo e em 2021 em 75% do tempo. Um exemplo claro disso, é o documento “EPE-DEE-RE-020/2016”, em que foram analisados 8 cenários de intercâmbio e, embora este número tenha sido característico deste documento específico é perceptível a variação de cenários entre os documentos.

Cita-se a diferença de geração horária como outra característica desta fonte. Até o momento não era necessário considerar isso no planejamento de médio ou longo prazo e, para esse tipo de geração, é um dado extremamente importante.

Por fim, menciona-se brevemente a questão da dinâmica do sistema, dificultada em função das usinas eólicas devido à redução de inércia global. Apesar da geração eólica poder contribuir através de controles primários de potência ativa e de frequência, isso acarreta perda de capacidade de geração. Soluções para a contribuição dessas fontes no controle e na injeção de inércia sintética estão em desenvolvimento. Por exemplo, existem regulações que estão aos poucos obrigando esse tipo de fonte a contribuir de alguma forma para o sistema, e isso é uma tendência não só no Brasil, mas também em outros países (RÊGO, 2017).

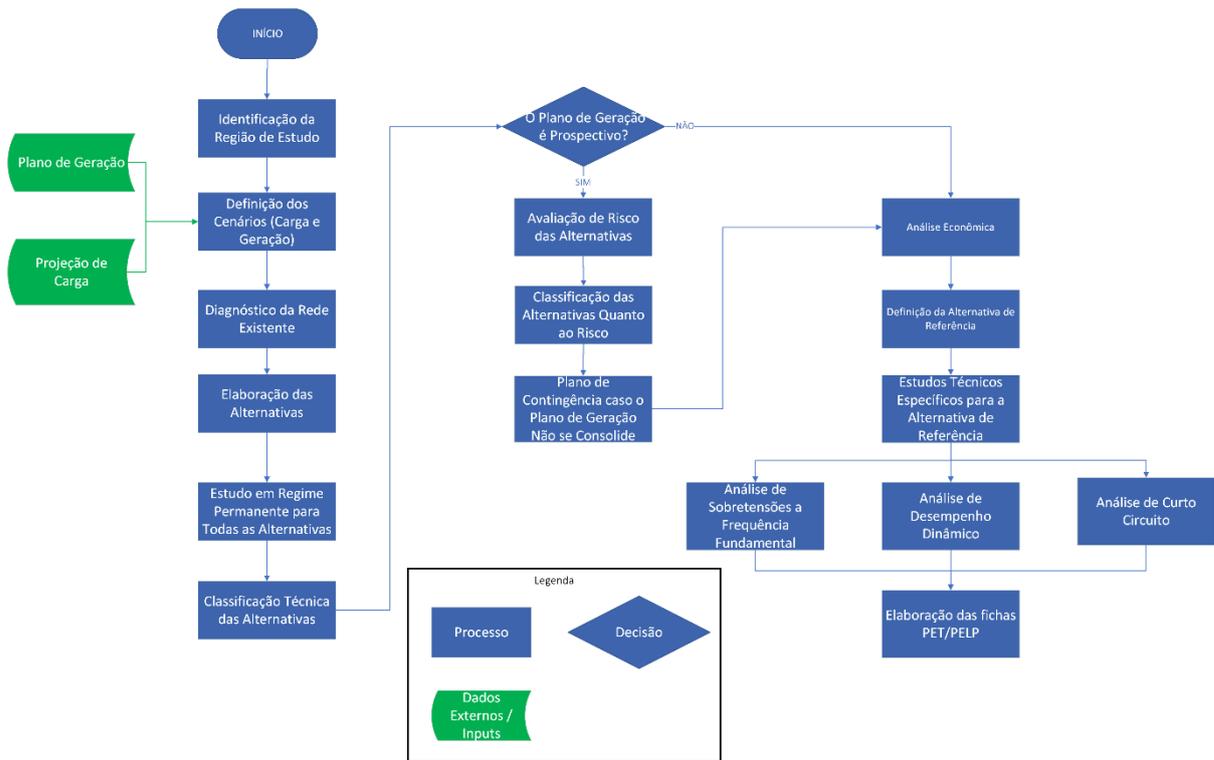
Com todas essas incertezas e dificuldades em estabelecer premissas para os estudos, os relatórios R's são cada vez mais frequentes conforme mencionado no relatório "EPE-DEE-RE-053/2019". Nesse documento, a indicação foi que deveria ser feito o diagnóstico contínuo do Nordeste de forma a manter o correto dimensionamento da Rede Básica da região e adequado escoamento das usinas.

Uma forma para a mitigação de riscos devido a estas incertezas foi abordada no PDE 2031, tópico "4.2.2 Planejamento Flexível de Sistemas Elétricos". O objetivo foi propor "estratégias de expansão que resultem em um sistema ótimo e flexível o suficiente para acomodar os diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração nos diferentes subsistemas" (MME, 2022).

Para isso, são sugeridas o uso de tecnologias aplicadas a rede, a destacar os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência e têm o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema. Uma outra proposta são os sistemas de armazenamento de energia que trazem como benefício o equilíbrio de carga, o controle de frequência e de tensão, além da estabilização da rede e outros.

De fato, trazer flexibilidade para o sistema é imprescindível devido ao grande número de incertezas no planejamento. De forma a indicar uma proposta de readequação que traga flexibilidade para o R1, apresenta-se o fluxograma da Figura 26. Identifica-se algumas etapas abordadas no capítulo 2.2.1.1, em que inicialmente é realizado um diagnóstico da rede existente. A partir de cenários de carga e geração e dos problemas encontrados, são propostas alternativas que serão avaliadas da perspectiva técnico-economicamente ao longo do documento.

Figura 26: Proposta de Fluxograma para a Redução de Incertezas do R1.



Fonte: Autor (2022).

A grande diferença, que é proposta neste fluxograma, é a análise detalhada da geração prospectiva realizada para usinas renováveis, o que configura uma etapa de monitoramento de riscos. Neste contexto, recomenda-se a avaliação de risco das alternativas, a classificação quanto ao risco, e a elaboração de um plano de contingência para o caso em que o plano de geração não seja consolidado.

Estas três etapas irão resultar em um parâmetro que deve ser levado em conta ao definir a alternativa de referência. Dessa forma, caso a diferença econômica entre duas alternativas não seja muito expressiva, e elas sejam tecnicamente equivalentes, a que tiver o menor parâmetro de risco, deve ser escolhida.

O plano de contingências pode ser elaborado com o objetivo de propor uma alternativa auxiliar quando o plano de geração não está consolidado. Dessa forma, algumas ações podem ser tomadas sem a necessidade da reavaliação de toda a região novamente.

Com estas propostas, busca-se trazer mais segurança e flexibilidade ao sistema, de forma a permitir que as fontes renováveis possam participar cada vez mais da matriz energética brasileira.

## 5 CONCLUSÃO

Devido ao seu grande potencial para as fontes renováveis, a matriz energética brasileira é composta predominantemente por este tipo de energia. Na última década, com a ascensão de novas tecnologias renováveis não convencionais, a destacar a eólica e a solar, o país foi alvo de muitos investimentos. Apesar desse fato contribuir para a sustentabilidade, e para o desenvolvimento energético do país, são necessários meios para escoar a energia gerada. Para identificar o impacto dessas fontes no planejamento do sistema de transmissão, foi avaliado a evolução dos estudos voltados a este tema no Nordeste.

Primeiramente, buscou-se analisar como o sistema elétrico brasileiro é organizado de forma a compreender quais são as entidades que participam dos processos de tomada de decisão, e qual a responsabilidade de cada órgão. A partir disso, foi dado foco naqueles que participam do processo de planejamento do sistema de transmissão, que são a EPE, ONS, MME e ANEEL e, então, buscou-se analisar os documentos que permitissem entender como a inserção das fontes intermitentes afetam o processo de planejamento no Brasil.

Para isso, foram avaliados 12 relatórios R1 da EPE. Dentre eles, 8 são classificados como estudos para reforços regionais, ou seja, avaliam regiões específicas e seu principal objetivo é possibilitar a conexão das usinas no SIN. Os outros 4 documentos podem ser classificados como reforços para interligações, cujo objetivo é definir novos troncos de transmissão de forma a conectar as sub-regiões do Brasil e assim possibilitar o uso dos excedentes de energia disponível.

A partir desta análise, foram identificados que os principais problemas encontrados pela EPE na elaboração destes documentos foram: como considerar a geração de energia prospectiva para estas fontes; quais cenários de carga e geração utilizar para os estudos específicos; qual o impacto da transição do modelo de contratação do ACR para o ACL; como mitigar a divergência entre o prazo de construção de uma usina de pequeno porte e a construção de uma linha de transmissão que permita escoar a sua energia; retrabalho em anos próximos nas mesmas regiões devido ao crescimento de geração não previsto.

Com o objetivo de mitigar alguns destes problemas, a EPE realizou estudos proativos de transmissão, que tem como objetivo antecipar o planejamento da expansão da transmissão. A maior diferença dos estudos prospectivos para os estudos determinativos, feitos tradicionalmente, diz respeito como ocorre a identificação da necessidade de expansão do sistema de transmissão e em como o potencial elétrico pode ser considerado.

Além disso, ao longo dos anos, a EPE alterou a estratégia em seus documentos associados aos problemas destacados acima. No ano de 2021, foi publicada uma nota técnica que teve como objetivo diagnosticar o potencial de exportação de energia do Nordeste. Nesta nota técnica foi adotada uma metodologia inovadora para encontrar o potencial energético, a partir de dados provenientes do PDE, ACR e ACL, e, após isso, transformou-se esse dado em potencial elétrico, a partir da identificação da possível localização dos empreendimentos.

A partir dos documentos estudados, foram discutidas duas alternativas de melhoramentos para a readequação do processo de planejamento, sendo a primeira relacionada ao diagnóstico da geração prospectiva, em que foram utilizados alguns conceitos abordados na nota técnica citada, além de padronizar o processo de forma a inserir esta abordagem nos critérios de planejamentos vigentes.

A segunda alternativa é referente ao estudo R1, a qual objetiva padronizar os estudos de forma a compatibilizá-los com os relatórios analisados neste trabalho. Para isso, o principal item adicionado no processo de elaboração do R1 foi a análise de risco gerado pelas incertezas associadas a geração prospectiva. Dessa forma, é possível mensurar qual o impacto gerado pela escolha da alternativa de referência, e com isso, pode-se evitar retrabalhos pela EPE de forma a mapear os possíveis problemas com mais antecedência.

Para trabalhos futuros, é interessante fazer a análise mais detalhada de como a maior participação de fontes intermitentes afetam na inércia global do sistema de transmissão, e a partir disso, propor melhorias para os estudos de dinâmica elaborados pela EPE no R1. Além disso, novos trabalhos podem ser realizados para avaliação de como os estudos adicionais (R2 a R5) são afetados por estas fontes e sugerir melhorias para tais documentos.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resultados dos Leilões de Expansão da Geração**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNLWl1YzctZjI0ZTUwMDg5ODE3IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 25 jun. 2022a.

ANEEL. **SIGEL: SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEORREFERENCIADAS DO SETOR ELETRICO | ARIAE**. Disponível em: <<https://www.ariae.org/servicio-documental/sigel-sistema-de-informacoes-georreferenciadas-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 23 jun. 2022b.

BEZERRA, F. D. Caderno Setorial ETENE. **Energia eólica no Nordeste**, 66. n. Banco do Nordeste do Brasil, fev. 2019b.

CCPE. **Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão - Volume I.** , nov. 2002a.

CCPE. **Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - Volume II.** , nov. 2002b.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **PORTARIA Nº 215, DE 11 DE MAIO DE 2020 - DOU - Imprensa Nacional**. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou>>. Acesso em: 6 jul. 2022.

EPE. **EPE-DEE-RE-027/2010-r0 - Expansão das Interligações Entre os Subsistemas.** , jun. 2010.

EPE. **EPE-DEE-RE-036/2011-r0 - Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste Frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia.** , jun. 2011.

EPE. **EPE-DEE-RE-036/2011-r1 - Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste Frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia.** , ago. 2012.

EPE. **EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev0 - Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.** , jan. 2013a.

EPE. **EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev1 - Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.** , maio 2013b.

EPE. **EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev2 - Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.** , jul. 2013c.

EPE. **EPE-DEE-RE-160/2013-rev0 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia.** , dez. 2013d.

EPE. **EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev3 - Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia.** , ago. 2014a.

EPE. **EPE-DEE-RE-147/2014-rev0 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste.** , out. 2014b.

EPE. **EPE-DEE-RE-148/2014-rev0 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.** , out. 2014c.

EPE. **EPE-DEE-RE-147/2014-rev1 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste.** , nov. 2014d.

EPE. **EPE-DEE-RE-147/2014-rev2 - Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste.** , dez. 2014e.

EPE. **EPE-DEE-RE-148/2014-rev1 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.** , dez. 2014f.

EPE. **EPE-DEE-RE-148/2014-rev2 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.** , jul. 2015a.

EPE. **EPE-DEE-RE-148/2014-rev3 - Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste.** , out. 2015b.

EPE. **EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 - Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B.** , fev. 2016a.

EPE. **EPE-DEE-RE-006/2016-rev0 - Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste.** , jun. 2016b.

EPE. **EPE-DEE-RE-053/2019-rev0 - Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste.** , fev. 2019.

EPE. **EPE-DEE-RE-053/2019-rev1 - Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste.** , abr. 2020a.

EPE. **EPE-DEE-DEA-NT-004/2020rev0 - ESTRUTURA E CONTEÚDO DOS RELATÓRIOS R1, R2, R3, R4 E R5.** , dez. 2020b.

EPE. **EPE-DEE-NT-072/2021-r0 -Expansão das Interligações Regionais Diagnóstico Inicial.** , jul. 2021a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-pet-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pelp-ciclo-2021-2-semester>>. Acesso em: 22 maio. 2022

EPE. **EPE-DEE-RE-132/2021-r0 - Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2021 – 2º Semestre.** , nov. 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-pet-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pelp-ciclo-2021-2-semester>>. Acesso em: 22 maio. 2022

EPE. **EPE-DEE-RE-148/2021-rev0 - ESTUDO DE ESCOAMENTO DE GERAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE – VOLUME 1: ÁREA SUL.** , dez. 2021c.

EPE. **EPE-DEE-RE-018/2022-rev0 - Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste.** , mar. 2022a.

EPE. **EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 - ESTUDO DE ESCOAMENTO DE GERAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE – VOLUME 2: ÁREA NORTE.** , mar. 2022b.

EPE. **EPE-DEE-RE-015/2022-rev0 - ESTUDO DE ESCOAMENTO DE GERAÇÃO NA REGIÃO NORDESTE – VOLUME 3: ÁREA LESTE.** , mar. 2022c.

EPE. **Sistema AEGE.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-aege>>. Acesso em: 23 jun. 2022.

IEA. **Electricity generation mix in advanced economies, 1971-2019.** Paris: IEA, 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electricity-generation-mix-in-advanced-economies-1971-2019>>. Acesso em: 22 maio. 2022.

IEA. **Electricity generation by source, 1990-2020.** Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>>. Acesso em: 3 jun. 2022.

INESC P&D BRASIL. **Redes Elétricas do Futuro.** Florianópolis: INESC, 30 nov. 2018.

MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. DE Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, n. 104, p. 13–36, 5 mar. 2015.

MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** , 2012. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 22 maio. 2022

MME. **Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - ciclo 2017/2016 - Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão.** , dez. 2017.

MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** , 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 22 maio. 2022

ONS. **PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2012 A 2014 – Volume II – Análise do Desempenho da Rede Básica – Regiões Norte e Nordeste.** , set. 2011a.

ONS. **PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2012 A 2014 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais.** , set. 2011b.

ONS. **PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2013 A 2015 – Volume II – Análise do Desempenho da Rede Básica – Regiões Norte e Nordeste.** , nov. 2012a.

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2013 A 2015 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais. , nov. 2012b.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2014 A 2016 – Volume II – Análise do Desempenho da Rede Básica – Regiões Norte e Nordeste. , dez. 2013a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2014 A 2016 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais. , dez. 2013b.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2015 A 2017 – Volume II – Análise do Desempenho da Rede Básica – Regiões Norte e Nordeste. , out. 2014a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2015 A 2017 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais. , out. 2014b.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2016 A 2018 – Volume II – Análise do Desempenho da Rede Básica – Regiões Norte e Nordeste. , nov. 2015a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2016 A 2018 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais. , nov. 2015b.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2017 A 2019 – Volume II – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geo-Elétrica do SIN – Tramo 11 – Regiões Norte e Nordeste. , dez. 2016a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2017 A 2019 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais – Tomo 1 – Interligação Norte / Nordeste / Sudeste – Centro Oeste. , dez. 2016b.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2018 A 2020 – Volume II – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geo-Elétrica do SIN – Tramo 11 – Regiões Norte e Nordeste. , dez. 2017a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2018 A 2020 – Volume III – Evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais – Tomo 1 – Interligação Norte / Nordeste / Sudeste – Centro Oeste. , dez. 2017b.**

**ONS. PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE MÉDIO PRAZO DO SIN PEL 2018 PAR 2019-2023 – Volume II - Evolução dos Limites De Transmissão Nas Interligações Inter-Regionais. , ago. 2018a.**

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2019 A 2023 – Volume III – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área GeoElétrica do SIN – Tomo 11 – Regiões Norte e Nordeste.** , dez. 2018b.

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2020 A 2024 – Volume III – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geo-Elétrica do SIN – Tomo 11 – Regiões Norte e Nordeste.** , out. 2019b.

**ONS. PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE MÉDIO PRAZO DO SIN PAR/PEL 2020-2024 – Volume II - Evolução dos Limites De Transmissão Nas Interligações Inter-Regionais.** , out. 2019a.

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2021 A 2025 – Volume III – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geo-Elétrica do SIN – Tomo 11 – Regiões Norte e Nordeste.** , out. 2020.

**ONS. Sumário Executivo 2021 - PAR/PEL - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN ciclo 2022 - 2026.** , 2021.

**ONS. Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do SIN.** Disponível em: <<http://ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 6 jun. 2022a.

**ONS. PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2022 A 2026 – Volume III – Análise do Desempenho e Condições de Atendimento a Cada Área Geo-Elétrica do SIN – Tomo 11 – Regiões Norte e Nordeste.** , fev. 2022b.

**ONS. Histórico da Operação - Geração de Energia.** Disponível em: <[http://ons.org.br:80/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br:80/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 16 jul. 2022a.

**ONS. SGACESSO NOVO SISTEMA DE GESTÃO DE PROCESSOS DE ACESSO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN.** Disponível em: <<http://ons.org.br:80/Paginas/Noticias/20170511-sgacessonovosistema.aspx>>. Acesso em: 23 jun. 2022b.

**RÊGO, L. DE O. Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de sistemas de energia elétrica.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, , mar. 2017. Disponível em: <<http://pantheon.ufrj.br/handle/11422/6406>>. Acesso em: 9 jul. 2022

**SANTANA, T. R. Estudo dos impactos energéticos e econômicos gerados pelo descasamento entre as obras de geração eólica e transmissão.** , 26 nov. 2015b. Disponível em: <<http://bdm.unb.br/handle/10483/13558>>. Acesso em: 22 maio. 2022

**TOLMASQUIN, M. T. Energia renovável: Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

## APÊNDICE A – Consolidação de Obras da EPE e Correspondência no PAR/PEL

Conforme descrito no capítulo 3, as soluções propostas nos relatórios R1 geram uma lista de obras. Esta lista foi consolidada para cada um dos documentos e pode ser observada na Tabela 4. Além disso, para cada uma das obras, foi identificado o PAR relacionado de forma a mapear quais obras foram indicadas como necessárias no documento emitido pela ONS.

Tabela 4: Consolidação das obras do R1 e do PAR.

Documento	Obra	ANO EPE	PAR	Data PAR
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II-Barreiras, 221 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jan/13
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II-Ibicoara C2, 232 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	Menor Prazo possív el
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Gilbués-Barreiras, 289 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	Menor Prazo possív el
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Gilbués-São João do Piauí, 394 km	2014	Não Encontrada	
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Ibicoara-Sapeaçu C2, 257 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	Menor Prazo possív el
EPE-DEE- RE- 036/2011- rev.1	LT 500 kV Miracema-Gilbués (C1), 410 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	set/13

EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	LT 500 kV Miracema-Gilbués (C2), 410 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	set/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	LT 500 kV P. Dutra-Teresina II C3, 210 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jan/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	LT 500 kV São João do Piauí-Milagres C2, 400 km	2014	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	set/17
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	LT 500 kV Teresina II-Sobral III, 334 km	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jan/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Gilbués	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jan/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2014	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Milagres	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	mai/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Barreiras	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jan/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV São João do Piauí	2014	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18

EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Miracema	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Teresina II	2014	PAR_2019_A_2023_Volume III_Tomo_11_NNE.pdf	dez/20
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Sobral III	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	jul/13
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV P. Dutra	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Ibicoara	2014	PAR 2014-2016_NNE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-036/2011-rev.1	Subestação 500 kV Sapeaçu	2014	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	dez/12
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 230 kV Banabuiú - Russas II (C3), 110 km	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 230 kV Aracati III - Russas II (C2 e C3), 62 km	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Banabuiú 230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16

EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Russas II 230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Aracati III 230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Ibiapina II – Sobral III	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Ibiapina II 500/230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Sobral III 500/230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE João Câmara III 500/138 kV	2015	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jan/18
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE João Câmara III 500/138 kV	2016	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jan/18
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE João Câmara II 230/69 kV	2014	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	fev/14
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE João Câmara II 230/69 kV	2016	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	fev/14

EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 230 kV João Câmara II – Ceará Mirim II	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Igaporã II 230/69 kV	2014	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	fev/14
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Açú III 500 kV	2016	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	fev/14
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Quixadá 500 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Açú III - Quixadá	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Ceará Mirim II 500/230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/15
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV João Câmara III – Ceará Mirim II	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Açú III – João Câmara III	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf ; PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jan/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE João Câmara III 500 kV	2016	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jan/18

EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Morro do Chapéu II 500/230 kV	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	mar/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	dez/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Sapeaçu 500 kV	2016	PAR 2012-2014_VOL II_Regioes_N-NE.pdf	dez/12
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Igaporã III – Seccionamento da LT 500 Kv B. J. da Lapa II – Ibicoara (C2), C1 e C2	2016	PAR 2014-2016_NNE.pdf	dez/16
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	SE Igaporã III 500/230 kV	2016	PAR 2013-2015_VOL II_N-NE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-DEA-RE-002/2013-rev.3	LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	jan/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV GILBUÉS II – GENTIO DO OURO II C1	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV OUROLÂNDIA – GENTIO DO OURO II C1	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV OUROLÂNDIA – MORRO DO CHAPÉU C1	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18

EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 230 kV GENTIO DO OURO II – BROTAS DE MACAÚBAS C1	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 230 kV OUROLÂNDIA – SECC. EM LOOP (LT IRECÊ/SENHOR DO BONFIM)	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV OUROLÂNDIA	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV GENTIO DO OURO II	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV MORRO DO CHAPÉU	2018	PAR 2014-2016_NNE.pdf	jan/21
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV GILBUÉS II	2018	PAR 2015-2017_Vol II_Regiões_NNE.pdf	abr/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV IGAPORÃ III	2018	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV JUAZEIRO III – 2º SECC. EM LOOP (LT SOBRADINHO/L. GONZAGA)	2021	PAR 2014-2016_NNE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV JUAZEIRO III – OUROLÂNDIA C1	2021	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	LT 500 kV BARREIRAS II – GENTIO DO OURO II C1	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV IGAPORÃ III	2021	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-160/2013-rev.0	SE 500 kV OUROLÂNDIA	2021	PAR_2019_A_2023_Volume III_Tomo_11_NNE.pdf	jan/21
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 230/69 kV Lagoa Nova II	2017	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jan/17
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Barreiras II – Buritirama C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	Seccionamento em loop da LT 500 Kv Gilbués II – Gentio do Ouro II na SE Buritirama C1 e C2	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Buritirama – Queimada Nova II (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Queimada Nova II – Cural Novo do Piauí II C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Milagres II – Queimada Nova II C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – G. do Ouro II C1	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	Seccionamento em loop da LT 500 kV São João do Piauí – Milagres II na SE Curral Novo do Piauí II C1 e C2	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	set/17
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Açú III - Milagres II C2	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Açú III – João Câmara III C2	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jun/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 230 kV João Câmara II – João Câmara III (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jun/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Buritirama	2019	PAR_2017_A_2019-20_Volume II_Tomo_11_NNE.pdf	fev/22
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500/230 kV Queimada Nova II	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Curral Novo do Piauí II	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Milagres II	2019	PAR_2018_A_2020-21_Volume II_Tomo_11_NNE.pdf	dez/21

EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Açú III	2019	PAR 2014-2016_NNE.pdf	fev/16
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500/230 kV João Câmara III	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	jun/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Barreiras II	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Rio das Éguas	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Gentio do Ouro II	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Juazeiro III	2019	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500/230 kV Suape II	2019	PAR_2018_A_2020-21_Volume II_Tomo_11_NNE.pdf	jun/20
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500 kV Açú III	2021	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	SE 500/230 kV Queimada Nova II	2022	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-147-2014-rev.2	LT 500 kV Campina Grande III – Santa Rita II	2022	Não Encontrada	

EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2 (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Arinos 2 (nova)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2 (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LTs 500 kV Igaporã III - Janaúba 3 (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LTs 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Janaúba 3 (novo pátio 500 kV)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 (C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Presidente Juscelino (expansão)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Itabira 5 (expansão)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV Seccionamento Sabará 3 - Itabira 2 (SE Itabira 5)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Sapeaçu - Poções II (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LTs 500 kV Poções II - Padre Paraíso 2 (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Poções II (expansão)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LTs 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6 (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Padre Paraíso 2 (nova)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LTs 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum (C1 e C2)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Governador Valadares 6 (nova)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV Seccionamento Mesquita - G.Valadares 2 (SE G.Valadares 6)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV Seccionamento G.Valadares 2 - C.Pena (SE G.Valadares 6)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV G.Valadares 2 – G.Valadares 6 (recapacitação trecho Cemig GT)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV G.Valadares 2 – G.Valadares 6 (recapacitação trecho IEMG)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE Mutum (nova)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Seccionamento Mesquita - Viana 2 (SE Mutum)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 230 kV Seccionamento Porto Estrela – Ipatinga 1 (recondutoramento de trecho e adequações SEs)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	SE RIO NOVO DO SUL (EXPANSÃO)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 500 kV Mutum – Rio Novo do Sul (C1)	2019	PAR 2016 A 2018-Volume III-Interligações.pdf	ago/19
EPE-DEE-RE-148_2014-rev.1	LT 345 kV Neves 1 – Betim 6 (recapitação trecho Cemig GT)	2019	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 800 kV CC PARAUAPEBAS	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 800 kV CC ASSIS 2	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	LT 800 kV CC PARAUAPEBAS - ASSIS 2	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SECC LT 500 kV MARIMBONDO 2 - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SECC LT 500 kV ARARAQUARA - ASSIS, C1, NA SE ASSIS 2	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	LT 500 kV ASSIS - ASSIS 2, C3	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 500/440 kV ASSIS	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 800 kV CC GRAÇA ARANHA	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 800 kV CC SILVÂNIA	2021	Não Encontrada	

EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	LT 800 kV CC GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C1 e C2 (CS), NA SE GRAÇA ARANHA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II, C3, NA SE GRAÇA ARANHA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - ITUMBIARA, C1, NA SE SILVÂNIA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SECC LT 500 kV SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO, C1, NA SE SILVÂNIA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	LT 500 kV TRINDADE - SILVÂNIA, C1	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SE 500 kV ASSIS 2	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SE 500 kV JANAÚBA 3	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SE 500 kV SILVÂNIA	2021	Não Encontrada
EPE-DEE- RE-020- 2016-rev.0	SE 500 kV PADRE PARAÍSO 2	2021	Não Encontrada

EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 500 KV ASSIS	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-020-2016-rev.0	SE 500 KV PRESIDENTE DUTRA	2021	Não Encontrada	
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina C1	2021	PAR_2017_A_2019-20_Volume II_Tomo_11_NNE.pdf	jan/19
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	LT 500 kV Olindina – Sapeaçu C1	2021	PAR_2019_A_2023_Volume III_Tomo_11_NNE.pdf	set/23
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê (C2 e C3)	2021	PAR_2017_A_2019-20_Volume II_Tomo_11_NNE.pdf	jan/18
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	SE 500 kV Olindina	2021	PAR PEL 2020-2024 - Volume III - Tomo 11 - Norte - Nordeste.pdf	Menor Prazo possível
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2021	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	SE 500 kV Morro do Chapéu II	2021	PAR_2019_A_2023_Volume III_Tomo_11_NNE.pdf	jan/21
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	SE 500 kV Orolândia II	2021	PAR_2019_A_2023_Volume III_Tomo_11_NNE.pdf	jan/21
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	SE 500 kV Igaporã III	2021	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	dez/18
EPE-DEE-RE-006-2016-rev.0	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1	2025	PAR 2016 A 2018-Volume II-NNE.pdf	ago/19

EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	LT 500 KV POÇÕES III - MEDEIROS NETO II, C1 (NOVA)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	LT 500 KV MEDEIROS NETO II - JOÃO NEIVA 2, C1 (NOVA)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500 KV MEDEIROS NETO II (NOVA)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	LT 500 KV MORRO DO CHAPÉU - POÇÕES III, C1 (NOVA)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500/230 KV MORRO DO CHAPÉU II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500 KV POÇÕES III (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500/230 KV OUROLÂNDIA II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500/230 KV BOM JESUS DA LAPA II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500 KV JUAZEIRO III (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500 KV OLINDINA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2026	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26

EPE-DEE-RE-053-2019-rev.1	SE 500/230 KV GENTIO DO OURO II (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	2027	PAR PEL 2021 - Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 11 - N-NE.pdf	mar/26
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV ARINOS 2 - PARACATU 4 C2 (Nova)	2026	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV BARRA II – CORRENTINA C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV BOM JESUS DA LAPA II– JAÍBA, C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV BOM JESUS DA LAPA II– JAÍBA, C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV BURITIRAMA – BARRA II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV BURITIZEIRO 3 - SÃO GONÇALO DO PARÁ	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV CAMPO FORMOSO II – BARRA II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado	
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV CAPELINHA 3 – ITABIRA 5 C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado	

EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV CORRENTINA II – ARINOS 2 C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV GENTIO DO OURO II– BOM JESUS DA LAPA II, C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV GENTIO DO OURO II– BOM JESUS DA LAPA II, C3 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV GOVERNADOR VALADARES 6 - LEOPOLDINA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV IBICOARA – SÃO JOÃO DO PARAÍSO C1	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV IBICOARA – SÃO JOÃO DO PARAÍSO C2	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV JAÍBA – BURITIZEIRO 3 C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV JAÍBA – BURITIZEIRO 3 C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV JANAÚBA 6 - PRESIDENTE JUSCELINO C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV JOÃO NEIVA 2 – VIANA 2 C2 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV JUAZEIRO III – CAMPO FORMO II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV LEOPOLDINA 2 - TERMINAL RIO C1 e C2 (CD)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV MEDEIROS NETO II – JOÃO NEIVA 2 C2	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV MORRO DO CHAPÉU II – POÇÕES III C2	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV NOVA PONTE 3 - ARARAQUARA 2 C2 (Nova)	2026	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV OUROLÂNDIA III – IBICOARA C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV OUROLÂNDIA III – IBICOARA C2 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV PADRE PARAÍSO 2 – MUTUM C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV PARACATU 4 - NOVA PONTE 3 C2 (Nova)	2026	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV POÇÕES III – MEDEIROS NETO II C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV SÃO JOÃO DO PARAÍSO – CAPELINHA 3 C1	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV SÃO JOÃO DO PARAÍSO – PADRE PARAÍSO	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	LT 500 kV XINGÓ – CAMAÇARI II C1 C2 (CD) (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	SE 500 KV BARRA II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	SE 500 KV BOM JESUS DA LAPA II	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	SE 500 KV BURITIZEIRO 3 (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-148/2021-rev.0	SE 500 KV CAMAÇARI II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV CAMPO FORMOSO II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV CAPELINHA 3 (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV CORRENTINA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV GENTIO DO OURO II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV IBICOARA (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV JAÍBA (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV JOÃO NEIVA 2 (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV MEDEIROS NETO II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV MORRO DO CHAPÉU II	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV MUTUM (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV OUROLÂNDIA II (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV PADRE PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV POÇÕES III (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500 KV SÃO JOÃO DO PARAÍSO (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500/230 kV JAÍBA (Ampliação/Adequação)	2026	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SE 500/345 kV LEOPOLDINA 2 (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SECC LT 500 kV ITUMBIARA - NOVA PONTE C1 NA SE	2026	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE- 148/2021- rev.0	SECCIONAMENTO DA LT 500 KV RIO DAS ÉGUAS – BOM JESUS DA LAPA II NA SE CORRENTINA	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV CEARÁ MIRIM II - JOÃO PESSOA II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV JOÃO PESSOA II - PAU FERRO C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 500 kV CEARÁ MIRIM II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV GARANHUNS II - MESSIAS C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV EXTREMOZ II - CAMPINA GRANDE III	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 230/69 kV PILÕES III (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 230/138 kV CAMPINA GRANDE II	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 138 kV PILÕES II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 138 kV CAMPINA GRANDE II - PILÕES II C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 138 kV CAMPINA GRANDE II - SANTA CRUZ II C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 138 kV PARAÍSO - PILÕES II C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 138/69 kV PILÕES I (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 230/138 kV PARAÍSO (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 230 kV CAMPINA GRANDE II (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 500/230/138 kV BOM NOME II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 500 kV MILAGRES II - SURUBIM, C1, NA SE BOM NOME II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV SANTA LUZIA II - BOM NOME II C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV BOM NOME II - CAMPO FORMOSO II C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 500/230 kV ZEBU III (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV ZEBU III - OLINDINA C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 500 kV BOM NOME II - ZEBU III C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV BOM NOME - TACARATU C1 (Desativa)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV TACARATU - PAULO AFONSO III C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BOM NOME - PAULO AFONSO III, C1, NA SE FLORESTA II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BOM NOME - PAULO AFONSO III, C1, NA SE TACARATU (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BOM NOME - PAULO AFONSO III, C1, NA SE TACARATU (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	Trecho LT 230 kV BOM NOME - PAULO AFONSO III C1	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	Trecho LT 230 kV FLORESTA II - PAULO AFONSO III, C1 (Desativa)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV FLORESTA II - PAULO AFONSO III, C1, NA SE ZEBU III (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BOM NOME - PAULO AFONSO III, C1, NA SE ZEBU III (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SECC LT 230 kV FLORESTA II - PAULO AFONSO III, C1, NA SE TACARATU (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV FLORESTA II - ZEBU III C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	SE 230/138 kV BOM NOME (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV BOM NOME - BOM NOME II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV BOM NOME - BOM NOME II C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV ZEBU II - ZEBU III C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-015-2022-rev.0	LT 230 kV ZEBU II - ZEBU III C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SE 500 kV CRATEÚS (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SE 500 kV TERESINA IV (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 500 kV QUIXADÁ - CRATEÚS C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 500 kV CRATEÚS - TERESINA IV C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 500 kV TERESINA IV - GRAÇA ARANHA C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 500 kV TIANGUÁ - TERESINA II C1 e C2 (CS) NA SE TERESINA IV (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV IBIAPINA II - PIRIPIRI C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SE 500/230 kV MORADA NOVA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 500 kV QUIXADÁ - AÇU III C1 NA SE MORADA NOVA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II C2 NA SE MORADA NOVA (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV BANABUIÚ - MORADA NOVA, C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV MORADA NOVA - RUSSAS II, C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV BANABUIÚ - RUSSAS II C1 (Desativação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV ALEX - MORADA NOVA, C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BANABUIÚ – MOSSORÓ II C1 NA SE ALEX (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 500 kV QUIXADÁ - FORTALEZA II C1 NA SE PACATUBA	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SE 500 kV PACATUBA (remanejamento do reator da	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

	LT 500 kV Quixadá - Fortaleza)		
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	SECC LT 500 kV PECÉM II - FORTALEZA II C1 NA SE PACATUBA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV MORADA NOVA - PACATUBA, C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAÚÍ II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV CURRAL NOVO DO PIAUÍ II - SÃO JOÃO DO PIAUÍ II C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAÚÍ II - RIBEIRO GONÇALVES C3 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	SECC LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ - RIBEIRO GONÇALVES C1 e C2 (CS) NA SE SÃO JOÃO DO PIAÚÍ II (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAÚÍ - RIBEIRO GONÇALVES C1 e C2 (desativação Capacitores Série)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAÚÍ - BOA ESPERANÇA C1 (desativação Capacitor Série)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-014- 2022-rev.0	LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES - COLINAS C3 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SE 500/230 kV BOA ESPERANÇA (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 500 kV BOA ESPERANÇA - GRAÇA ARANHA C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 230 kV MILAGRES - CRATO II C1 NA SE ABAIARA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV MILAGRES - BOM NOME C1 (Desativação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV ARATICUM - MILAGRES C2 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES C2 NA SE ICÓ (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	SECC LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES C2 NA SE GAMELEIRA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV GAMELEIRA - MILAGRES C1 e C2 (CS) (reconstrução)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-014-2022-rev.0	LT 230 kV BANABUIÚ - MILAGRES C1 (reconstrução)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SE 800/500 kV GRAÇA ARANHA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SE 800/500 kV SILVANIA (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 69 kV GRAÇA ARANHA - SILVÂNIA C1 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II C1 NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SECC LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - TERESINA II C2 NA SE GRAÇA ARANHA (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA C3 (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 500 kV PRESIDENTE DUTRA - GRAÇA ARANHA C4 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 500 kV SILVÂNIA - NOVA PONTE 3 C1 e C2 (CD) (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 500 kV NOVA PONTE 3 - RIBEIRÃO PRETO C1 e C2 (CD) (Nova)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	SE 500 kV MARIMBONDO 2 (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE-RE-018-2022-rev.0	LT 500 kV MIRACEMA - GURUPI C4 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado

EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	LT 500 kV GURUPI - PORANGATU C1 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	SE 500 kV PORANGATU 2 (Nova)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	LT 500 kV PORANGATU 2 - BARRO ALTO C1 (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	SE 500/230 kV BARRO ALTO (Ampliação/Adequação) novó pátio 500 kV	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	LT 500 kV BARRO ALTO - TRINDADE, C1 (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	SE 500/230 kV TRINDADE (Ampliação/Adequação)	2030	PAR PEL correspondente ainda não publicado
EPE-DEE- RE-018- 2022-rev.0	SE 500 kV PRESIDENTE DUTRA (Ampliação/Adequação)	2028	PAR PEL correspondente ainda não publicado

---

Fonte: Elaborado pelo Autor (2022).