



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

VOLUME I – GET Norte

Amapá | Amazonas | Maranhão | Pará | Roraima | Tocantins

Abril de 2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

VOLUME I – GET Norte - Amapá |
Amazonas | Maranhão | Pará |
Roraima | Tocantins



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Fátima Gama

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Vinicius Ferreira Martins

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744

70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Nº EPE-DEE-RE-027/2021-rev0

Data: 15/04/2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede Elétrica		
Sub-área de estudo GET Norte		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-027/2021-rev0 VOLUME I – GET Norte - Amapá Amazonas Maranhão Pará Roraima Tocantins		
Revisões rev0	Data 15/04/2021	Descrição sucinta Emissão Original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

APRESENTAÇÃO

Este relatório é um dos 6 (seis) volumes que compõem o diagnóstico da rede elétrica brasileira, com avaliações de desempenho futuro do Sistema Interligado Nacional – SIN no horizonte 2024-2033. Cada volume apresenta os resultados para as seis regiões geoeletricas abrangidas pelos Grupos de Estudos de Transmissão (GETs) da EPE: GET Norte, GET Nordeste, GET Centro-Oeste, GET Sudeste, GET São Paulo e GET Sul.

O objetivo principal do diagnóstico é trazer um panorama sobre possíveis restrições futuras da rede, identificando data prevista da restrição, grau de severidade e localização. Esses dados servirão de insumos para a abertura de novos estudos de planejamento da transmissão e sua priorização no âmbito da programação de estudos de cada GET.

Dado esse objetivo, salienta-se, quanto à metodologia empregada para o diagnóstico, que a análise do desempenho elétrico do sistema concentrou-se nas condições operativas em regime permanente, em condições normais e também considerando a incidência de contingência simples, com o objetivo de identificar eventuais subtensões ou sobrecargas em instalações da Rede Básica.

Entende-se que as análises assim realizadas possibilitam a identificação e antecipação dos principais problemas a serem melhor investigados em estudos específicos subsequentes.

Dentro desse contexto, não obstante tenham sido feitas sensibilidades gerais sobre os casos de referência, salienta-se que esse diagnóstico não visou esgotar a avaliação do comportamento do sistema em múltiplos pontos de operação, o que naturalmente será efetuado na ocasião dos estudos identificados.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
SUMÁRIO.....	8
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABELAS.....	11
1 INTRODUÇÃO.....	12
2 CONCLUSÕES.....	14
3 RECOMENDAÇÕES DE ESTUDOS FUTUROS NO ÂMBITO DO GET.....	16
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	17
4.1 Evolução da Expansão do Mercado.....	18
4.2 Evolução da Expansão da Geração.....	26
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão.....	28
4.3.1 Expansão no Estado do Amapá.....	28
4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas.....	29
4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão.....	30
4.3.4 Expansão do Estado do Pará.....	31
4.3.5 Expansão do Estado do Roraima.....	32
4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins.....	33
5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS.....	34
6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....	40
6.1 Estado do Amapá.....	40
6.2 Estado do Amazonas.....	42
6.2.1 Violações de Tensão.....	43
6.3 Estado do Maranhão.....	43
6.3.1 Violações de Tensão.....	45
6.4 Estado do Pará.....	45
6.4.1 Violações de Carregamento.....	47
6.4.2 Violações de Tensão.....	48
6.5 Estado de Roraima.....	48
6.6 Estado do Tocantins.....	49
6.6.1 Violações de Tensão.....	49
7 Referências.....	51
8 EQUIPE TÉCNICA.....	52
9 ANEXO 1 – Conjunto de Empreendimentos Planejados que ainda não entraram em operação.....	53
9.1 Expansão do Estado do Amapá.....	53
9.2 Expansão do Estado do Amazonas.....	53

9.3	Expansão do Estado do Maranhão.....	54
9.4	Expansão do Estado do Pará	55
9.5	Expansão do Estado do Roraima	58
9.6	Expansão do Estado do Tocantins.....	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2030.	17
Figura 4-2 – Previsão para o mercado dos estados da Região Norte.	19
Figura 4-3 – Previsão para o mercado do estado do Amapá.	20
Figura 4-4 - Previsão para o mercado do estado do Amazonas.	21
Figura 4-5 - Previsão para o mercado do estado do Maranhão.	22
Figura 4-6 - Previsão para o mercado do estado do Pará.	23
Figura 4-7 - Previsão para o mercado do estado do Roraima (nos anos em que a conexão ao SIN foi considerada).	24
Figura 4-8 - Estado do Tocantins e previsão da carga ativa.	25
Figura 6-1 – Nível de tensão na SE 500 kV Lechuga para a contingência de um circuito da LT 500 kV Silves – Lechuga – Cenário 2 de carga média.	43
Figura 6-2 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Açailândia, Boa Esperança, Imperatriz, Miranda II, Presidente Dutra e Santo Antônio dos Lopes em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.	45
Figura 6-3 – Nível de tensão no pátio de 230 kV das subestações Imperatriz, Porto Franco, São Luis I, II e III em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.	45
Figura 6-4 – Carregamento na transformação 230/138 kV de Tucuruí em condições normais e na falha de um dos transformadores em paralelo – Cenário 2 de carga pesada.	47
Figura 6-5 – Carregamento na transformação 230/69 kV de Vila do Conde em condições normais e na falha de um dos transformadores em paralelo – Cenário 2 de carga pesada.	47
Figura 6-6 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Itacaiúnas e Marabá em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.	48
Figura 6-7 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Colinas, Gurupi, Lajeado, Miracema e Peixe 2 em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.	49
Figura 6-8 – Nível de tensão no pátio de 138 kV de Miracema em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.	50

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2024.	26
Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2033.	26
Tabela 4-3 – Capacidade instalada das usinas atualmente disponíveis par a operação do sistema Roraima.....	26
Tabela 4-4 – Empreendimentos vencedores do Leilão para suprimento à Boa vista e localidades conectadas realizado em 2019.....	27
Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Pesada	35
Tabela 5-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média	35
Tabela 5-3 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Leve.....	35
Tabela 5-4 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Pesada	36
Tabela 5-5 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Média	36
Tabela 5-6 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Leve	36
Tabela 5-7 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada.....	37
Tabela 5-8 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Média	37
Tabela 5-9 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Leve	37
Tabela 5-10 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Pesada.....	38
Tabela 5-11 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Média	38
Tabela 5-12 – Cenário 4– Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve	38
Tabela 5-13 – Cenário 4– Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Mínima	39

1 INTRODUÇÃO

Conforme estabelecido na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, art. 4º, cabe à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, visando identificar as condições futuras de atendimento às diversas áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional - SIN, a EPE realiza, anualmente, um amplo diagnóstico do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico visam identificar a necessidade de eventuais novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para [a Programação de Estudos Anual](#), publicada pela EPE até o dia 15 de dezembro de cada ano, após aprovação do Ministério de Minas e Energia – MME.

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida [a base de dados elétricas do SIN](#) disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2030. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2024 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2033, permitindo uma visão de futuro três anos à frente do horizonte decenal.

A [Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020](#) instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica, definida pela EPE, consta na [Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021](#). Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de 6(seis) volumes, sendo um volume para cada GET, conforme segue:

- **VOLUME I – GET Norte** – Amapá | Amazonas | Maranhão | Pará | Roraima | Tocantins
- **VOLUME II – GET Nordeste** – Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe
- **VOLUME III – GET Centro-Oeste** – Acre | Distrito Federal | Goiás | Mato Grosso | Rondônia
- **VOLUME IV – GET Sudeste** – Espírito Santo | Minas Gerais | Rio de Janeiro
- **VOLUME V – GET São Paulo** – São Paulo
- **VOLUME VI – GET Sul** – Mato Grosso do Sul | Paraná | Rio Grande do Sul | Santa Catarina

Dentro do processo cíclico dos estudos de planejamento, os novos estudos identificados, uma vez priorizados, passarão a ser desenvolvidos a partir do ano de 2021, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2 CONCLUSÕES

A partir das avaliações dos casos de simulação do Plano Decenal 2030 considerando os cenários analisados neste relatório, pode-se destacar os seguintes pontos:

1. A carga predominante para o diagnóstico do sistema de transmissão da Região Norte é o patamar de carga média. Para os estados Amazonas, Pará e Tocantins esse é o cenário de maior relevância para a obtenção dos resultados obtidos. Para os estados Amapá, Maranhão e Roraima o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade para avaliação do desempenho elétrico.
2. O crescimento médio do mercado da região Norte é de 3,4% ao ano. Os estados Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 1,94%, 3,47%, 3,83%, 2,50%, 6,75%, e 3,60% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2024 a 2031.
3. A análise de desempenho elétrico do estado de Roraima considerou a representação da interligação Boa Vista – Manaus a partir do ano 2027. Um atraso na entrada desse conjunto de obras pode levar à necessidade de se avaliar o desempenho elétrico do sistema Roraima como um sistema isolado por um período superior ao originalmente previsto.
4. As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão. É importante destacar, todavia, que esse diagnóstico está em consonância com as premissas e critérios convencionais adotados pelo planejamento e, portanto, não foram utilizados critérios diferenciados para avaliar o atendimento a esse estado. É importante destacar, todavia, que está em andamento um estudo de planejamento que tratará do detalhamento da solução estrutural para aumento de confiabilidade no atendimento a Macapá e demais regiões interligadas de referência em conformidade com a programação de estudos aprovada pelo MME no âmbito da Portaria 215/2020.

Em relação ao desempenho elétrico do sistema, considerando os cenários indicados no item 5, destacam-se ainda os seguintes resultados das simulações:

1. Tensões elevadas na malha de 500 kV foram observadas nos estados do Maranhão, Pará e Tocantins para o ano de 2027, nas seguintes subestações: Açailândia, Boa Esperança, Imperatriz, Miranda II, Presidente Dutra, Santo Antônio dos Lopes, Itacaiúnas, Marabá, Colinas, Gurupi, Lajeado, Miracema e Peixe 2. Também foram

observados reflexos dessa sobretensão nos sistemas de 230 e 138 kV. Um estudo para avaliação de controle de tensão e definição de compensação reativa está em andamento e possui previsão de término para o mês de abril de 2021.

2. Subtensão na SE 500 kV Lechuga em vários cenários na perda de um dos circuitos da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 ou C2. A violação de tensão ocorre apenas no ano final de análise, ou seja, em 2033. Porém uma análise de sensibilidade considerando a ausência da interligação Boa Vista – Manaus indica que a subtensão pode ocorrer antecipadamente a partir de 2029.
3. Sobrecarga na transformação 230/138 kV de Tucuruí na perda de um transformador a partir de 2030.

Os gráficos com os resultados das simulações de fluxo de carga que detalham os problemas descritos neste capítulo estão apresentados no capítulo 6 deste relatório.

3 RECOMENDAÇÕES DE ESTUDOS FUTUROS NO ÂMBITO DO GET

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2030 para a Região Norte, bem como as ponderações efetuadas ao longo da sessão 6, identificou-se a necessidade de se realizar os seguintes estudos de planejamento:

- Estudo de Atendimento ao Estado do Amazonas com foco no atendimento a Manaus visando solucionar a subtensão verificada em contingências simples da interligação com o SIN, que pode se agravar com o atraso da interligação Boa Vista - Manaus;
- Atendimento ao sistema de Boa Vista no período anterior à interligação ainda como um sistema isolado. Um novo atraso da interligação Boa Vista – Manaus requer uma avaliação mais aprofundada do atendimento ao estado até que a interligação se concretize de fato;
- Avaliação da sobrecarga verificada na transformação 230/138 kV de Tucuruí.

Recomenda-se ainda a finalização dos seguintes estudos em andamento:

- Estudo para avaliação da solução estrutural para aumento na confiabilidade do atendimento a Macapá [1];
- Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA) [2].
- Estudo de Atendimento ao Estado do Maranhão: Região Noroeste.
- Estudo para avaliação do controle de tensão e definição de compensação reativa na malha de 500 kV da região Norte.

Além da realização dos estudos de planejamento listados anteriormente, recomenda-se acompanhar a evolução do mercado e do parque gerador da região Norte visando avaliar e, eventualmente, ratificar a necessidade de elaboração de um novo estudo de expansão da transmissão não necessariamente identificado nas avaliações de diagnóstico de rede dos casos base do Planos Decenal 2030.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão¹, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletrointensivas no estado do Pará (Belém e região de Carajás) e no Maranhão, em São Luís, por meio de linhas de transmissão nas tensões de 500 kV e 230 kV. A

Figura 4-1 ilustra o sistema de transmissão existente, representado em linhas contínuas, e o sistema de transmissão planejado, em linhas tracejadas.

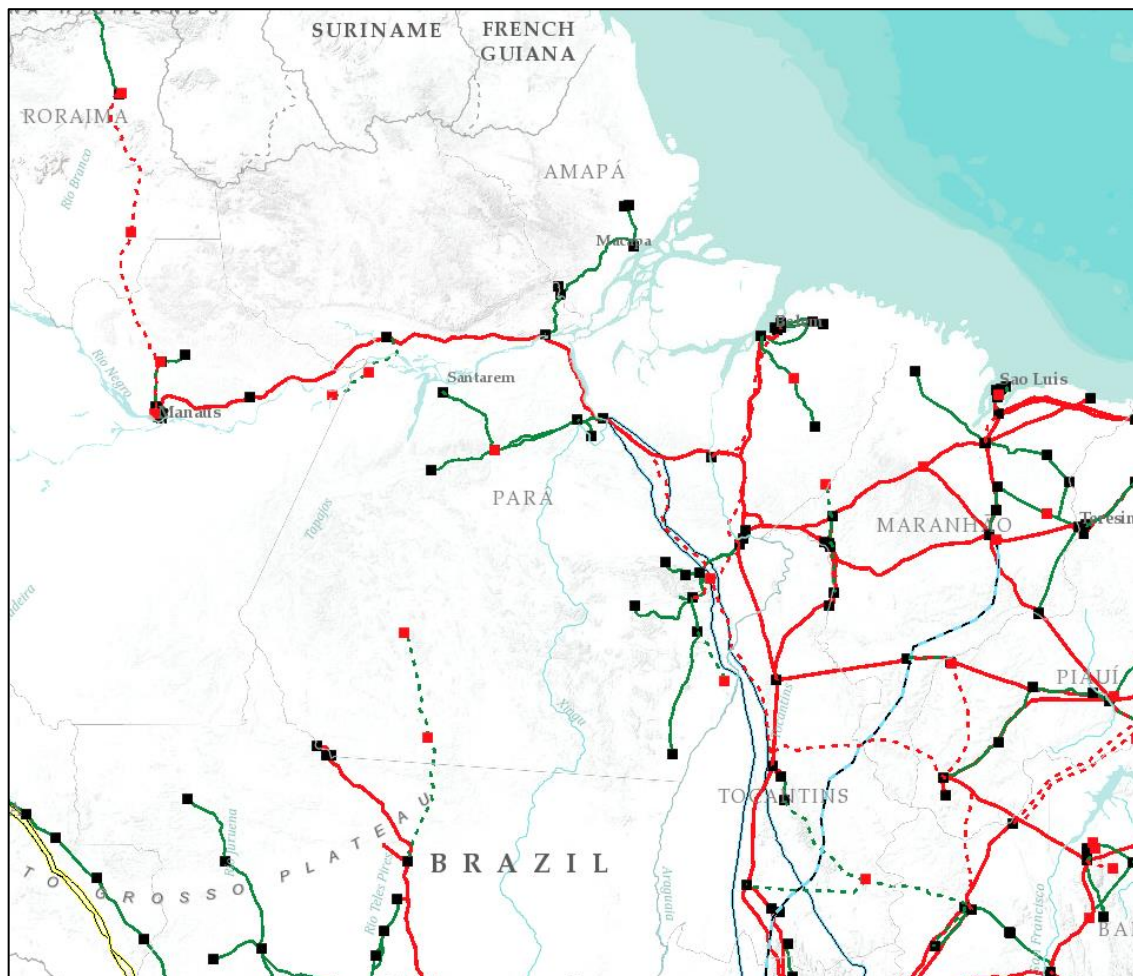


Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2030.

No caso específico do estado de Roraima, a sua integração ao Sistema Interligado Nacional ocorrerá por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, que estava prevista para entrar em operação originalmente em 2015. Entretanto, em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, não há previsão para a concretização desse empreendimento e, dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia

¹ Apesar do estado do Maranhão pertencer à região Nordeste, sob a ótica de submercados elétricos a avaliação do desempenho do sistema que o atende é tratado no âmbito do GET Norte.

elétrica de Roraima continuará a ser suprido por fontes de geração locais e, ocasionalmente, pela interligação com a Venezuela².

Futuramente, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido majoritariamente pelo SIN.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2030. Também é realizada uma comparação entre os valores de mercado informados pelas distribuidoras nos ciclos de planejamento do PD 2029 e 2030. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os três anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, que foram objeto de análise deste relatório.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Belém, no Pará, e Manaus, no Amazonas.

Com base nas informações contidas nas figuras a seguir, pode-se realizar os seguintes comentários sobre a Região Norte:

- ➔ A carga predominante para o diagnóstico do sistema de transmissão da Região Norte é o patamar de carga média. Para os estados Amazonas, Pará e Tocantins esse é o cenário de maior relevância par aos resultados obtidos. Para os estados Amapá, Maranhão e Roraima o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade para avaliação do desempenho elétrico.
- ➔ O crescimento médio do mercado da região Norte é de 3,4% ao ano. Os estados Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 1,94%, 3,47%, 3,83%, 2,50%, 6,75%, e 3,60% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2024 a 2031.

² Desde março de 2019 a interligação com a Venezuela encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

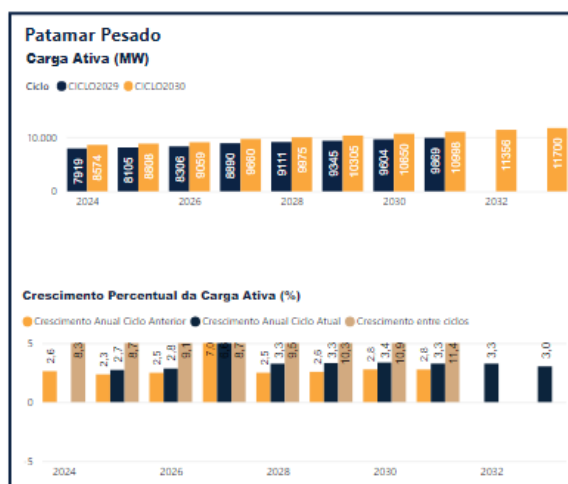
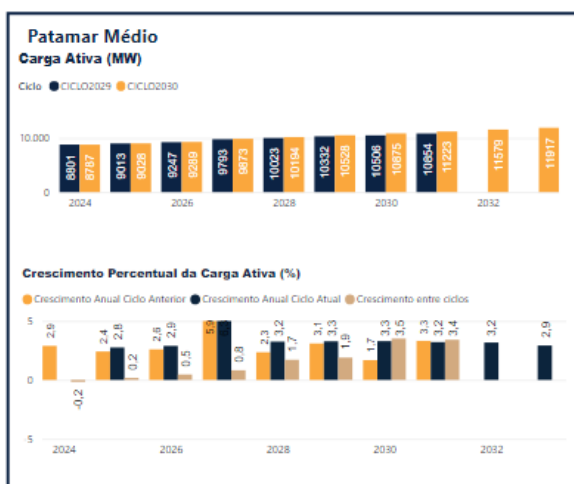
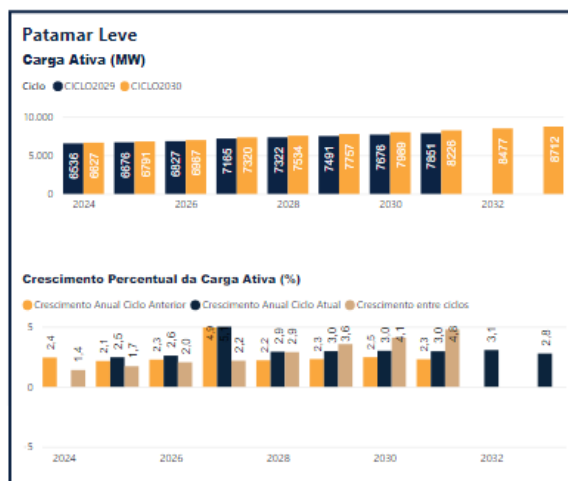


Figura 4-2 – Previsão para o mercado dos estados da Região Norte.



Estado (AP)

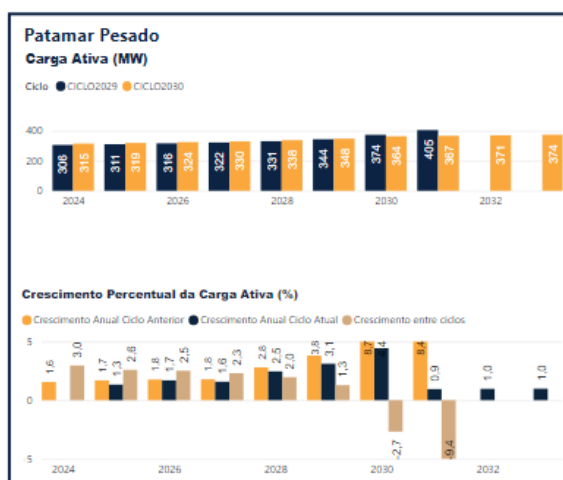
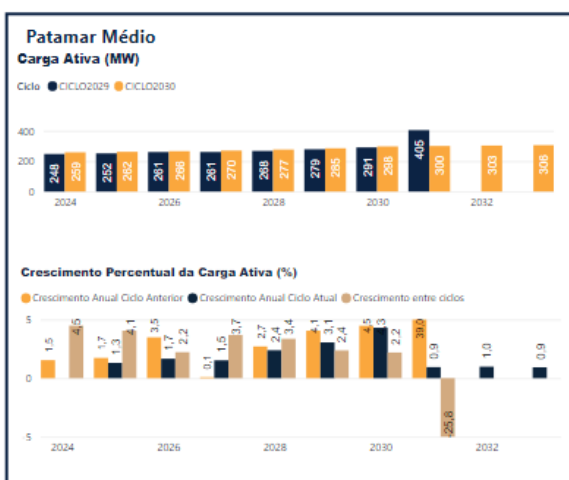
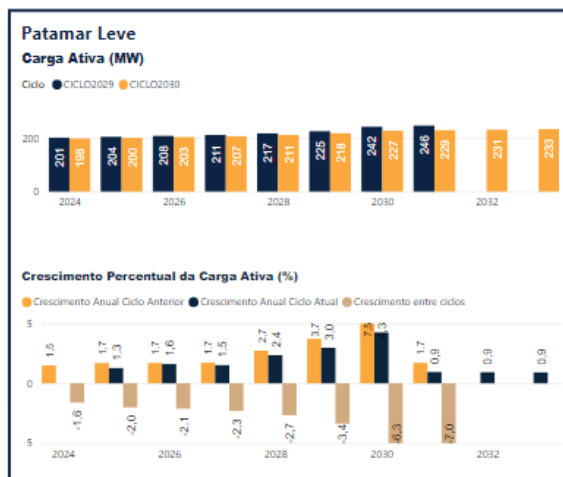


Figura 4-3 – Previsão para o mercado do estado do Amapá.



Estado (AM)

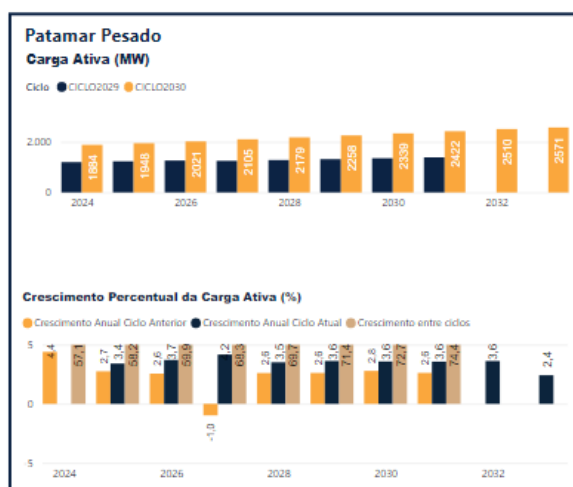
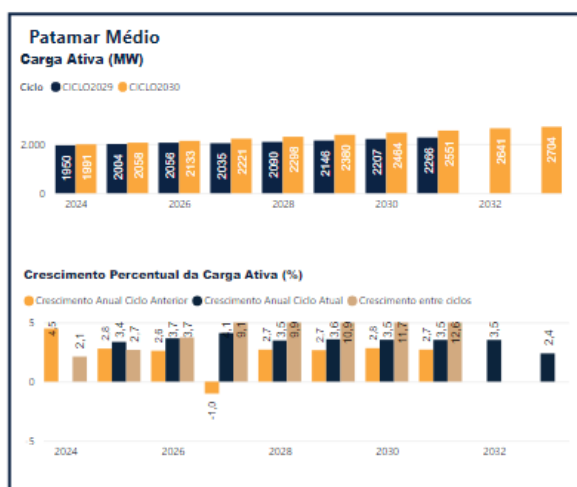
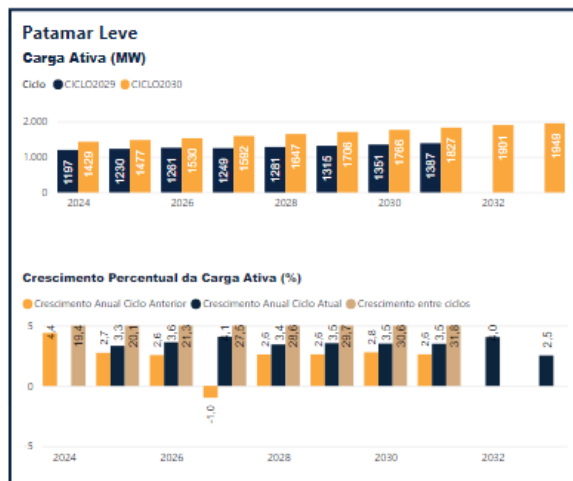


Figura 4-4 - Previsão para o mercado do estado do Amazonas.



Estado (MA)

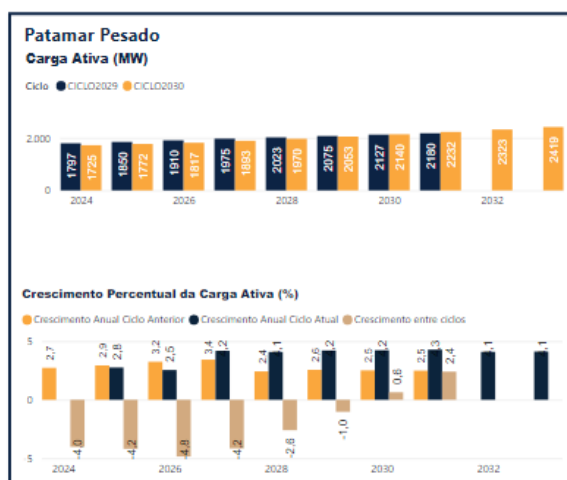
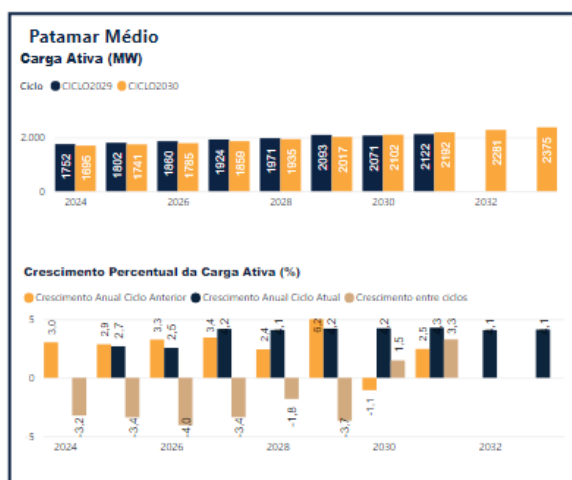
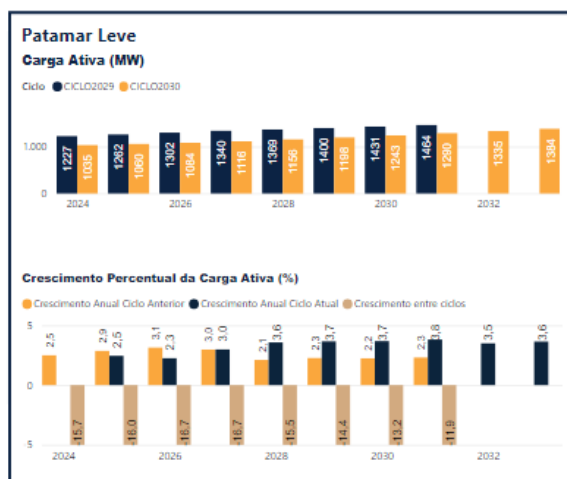


Figura 4-5 - Previsão para o mercado do estado do Maranhão.



Estado (PA)

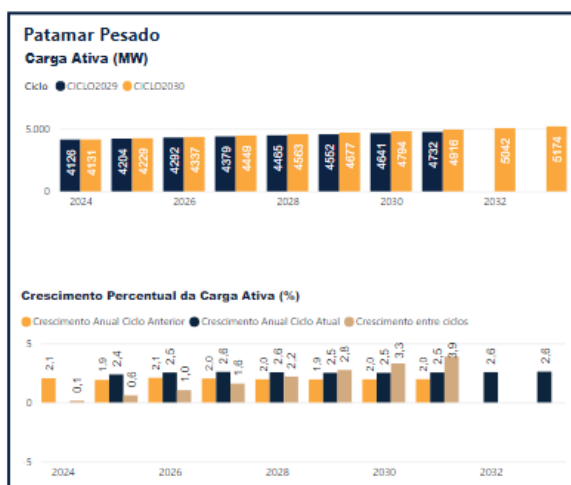
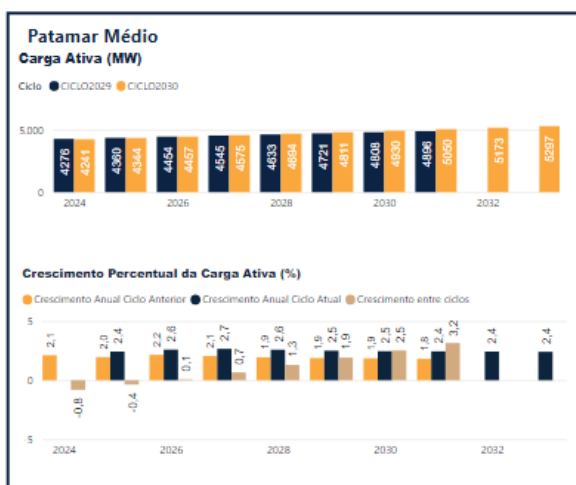
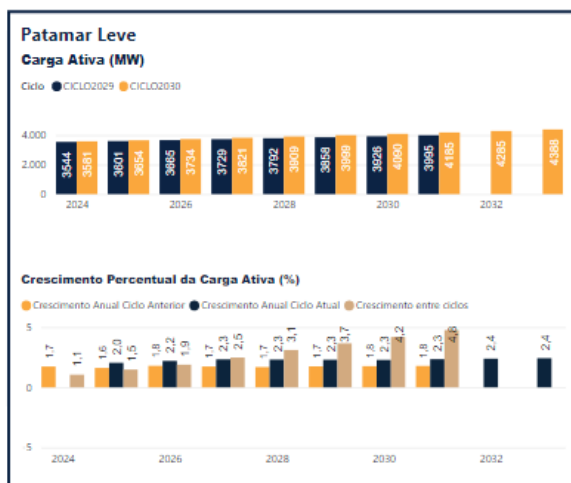


Figura 4-6 - Previsão para o mercado do estado do Pará.



Estado (RR)

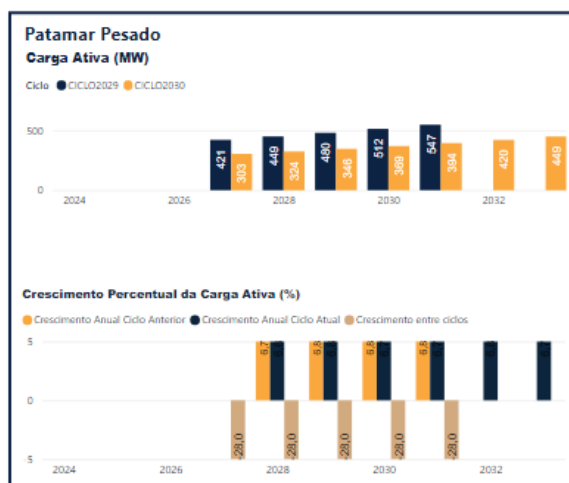
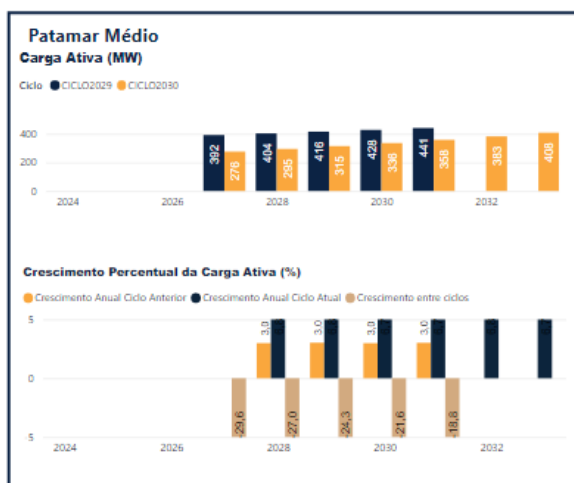
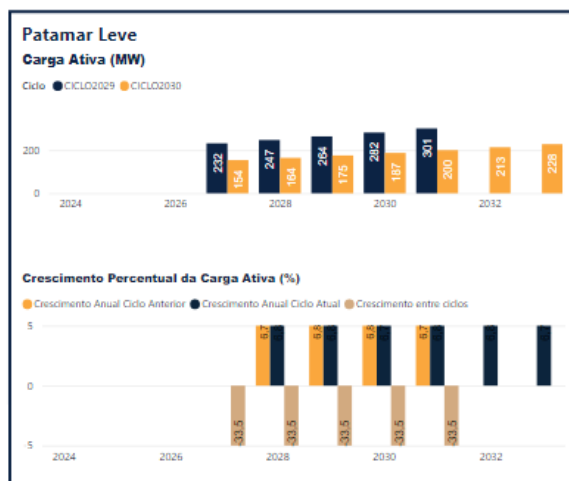


Figura 4-7 - Previsão para o mercado do estado do Roraima (nos anos em que a conexão ao SIN foi considerada).



Estado (TO)

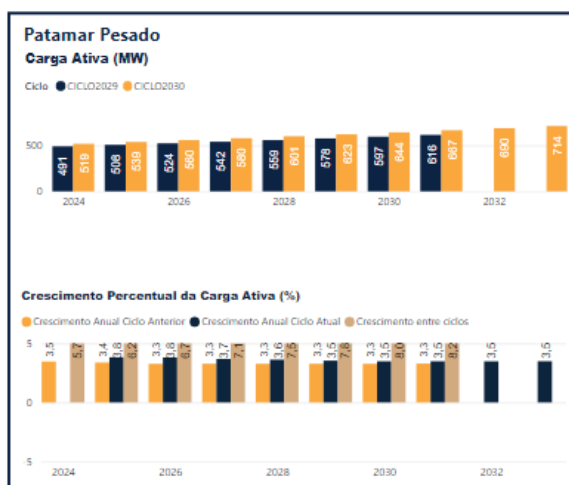
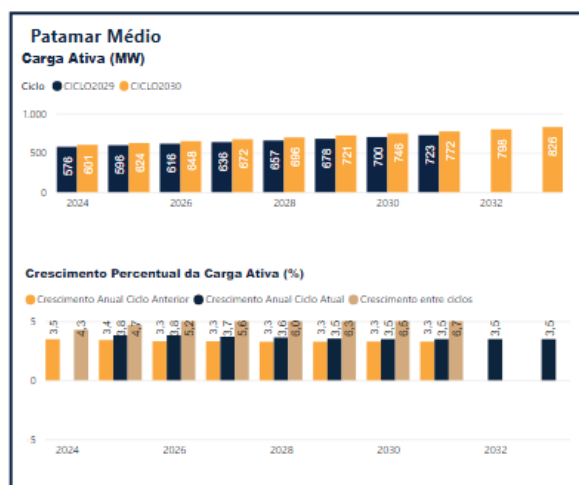
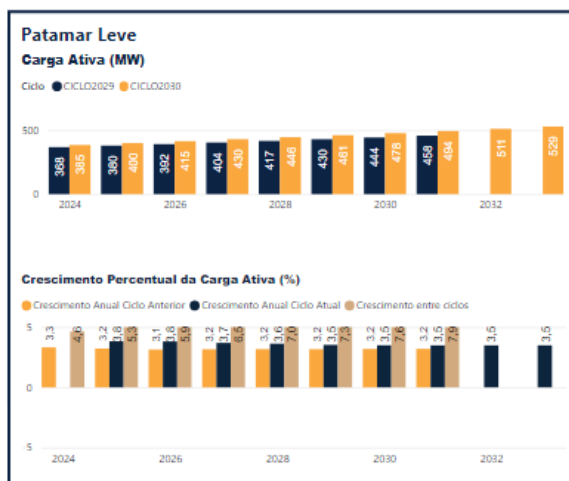


Figura 4-8 - Estado do Tocantins e previsão da carga ativa.

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 a seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2024 e 2033, referente a usinas já contratadas na região Norte. Destaca-se a participação massiva de Usinas Hidrelétricas em todos os estados, somando mais de 80% da capacidade na região e sendo a segunda fonte apenas no estado do Maranhão.

Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2024.

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	918,9	250,0	1087,2	19752,6	1398,9	23407,6	84%
PCH/CGH	0,0	0,0	0,0	0,0	87,4	87,4	0%
EOL	0,0	0,0	386,4	0,0	0,0	386,4	1%
UFV	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,0	0%
UTE	4,8	1288,0	2302,6	0,0	0,0	3595,4	13%
Biomassa	0,0	0,0	254,0	0,0	80,0	334,0	1%
Total	923,7	1538,0	4030,2	19752,6	1571,3	27815,8	100%

Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2033.

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	918,9	250,0	1087,2	19752,6	1488,9	23497,6	82%
PCH/CGH	0,0	0,0	0,0	0,0	87,4	87,4	0%
EOL	0,0	0,0	386,4	0,0	0,0	386,4	1%
UFV	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,0	0%
UTE	4,8	1288,0	2571,1	605,0	0,0	4468,8	16%
Biomassa	0,0	0,0	254,0	0,0	80,0	334,0	1%
Total	923,7	1538,0	4298,7	20357,6	1661,3	28779,2	100%

As informações de Roraima e outras localidades isoladas não constam nas tabelas anteriores, pois não estão contratadas para atendimento ao SIN. Contudo, a interligação Boa Vista – Manaus foi considerada nesse ciclo de planejamento a partir do ano de 2027. A Tabela 4-3 e a Tabela 4-4 e seguir indicam as capacidades instaladas existentes e previstas para entrar em operação no ano de 2021 na região de Boa Vista, incluindo os empreendimentos vencedores no *Leilão para suprimento à Boa vista e localidades conectadas* realizado em 2019.

Tabela 4-3 – Capacidade instalada das usinas atualmente disponíveis par a operação do sistema Roraima.

Usina	Total (MW)
UTE Monte Cristo	125,1
UTE Monte Cristo II	28,5
UTE Floresta	40
UTE Distrito	40
UTE Novo Paraíso	12
PCH Jatapu	5
Total	250,6

Tabela 4-4 – Empreendimentos vencedores do Leilão para suprimento à Boa vista e localidades conectadas realizado em 2019.

Fonte	Total (MW)
UTE Jaguatirica II	140,8
UTE Palmaplan Energia 2	11,5
UTE Monte Cristo Sucuba	42,3
UTE Bonfim	10,0
UTE Cantá	10,0
Ute Pau Rainha	10,0
UTE Santa Luz	10,0
Híbrido Forte São Joaquim ³	56,2
BBF Baliza	17,6
Total	308,4

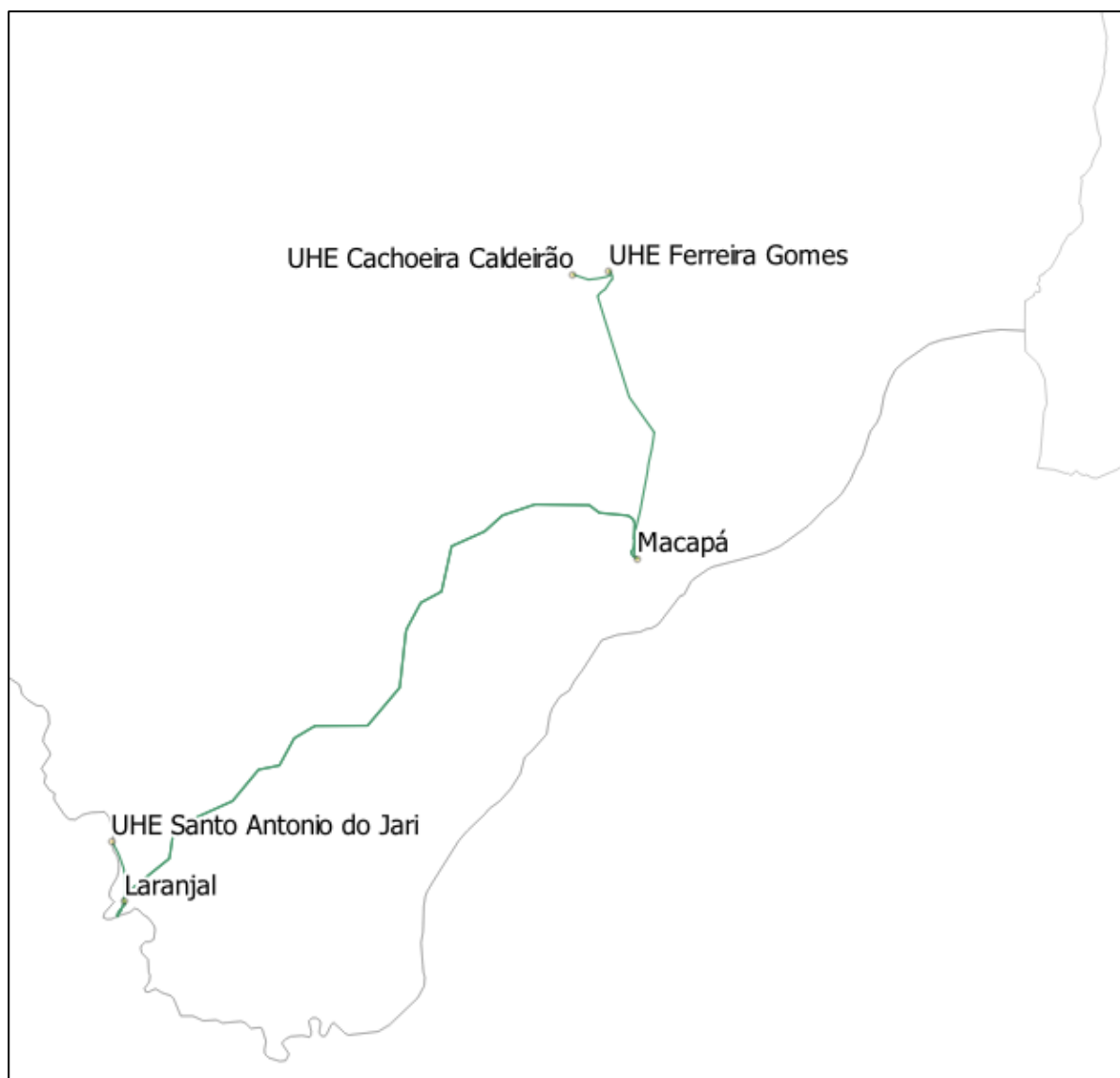
³ Entre os empreendimentos previstos para entrar em operação em 2021 existe um projeto híbrido com uma geração térmica à óleo vegetal (56,217 MW) e um conjunto de geração fotovoltaico (27 MW) com baterias.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

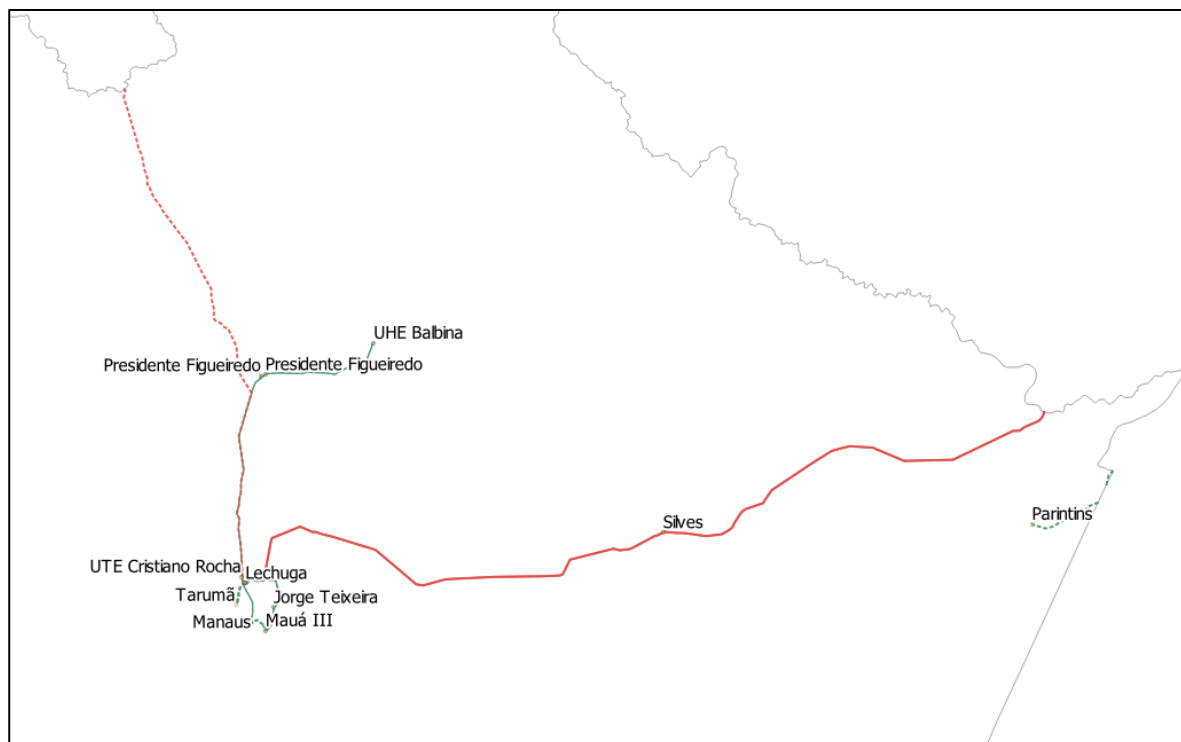
As figuras a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada em toda a região Norte. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins se encontra no ANEXO 1 – Conjunto de Empreendimentos Planejados que ainda não entraram em operação.

Constam dessas figuras as obras recomendadas em estudos mais recentes do GET Norte com destaque para o Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso [3] e o Estudo de Suprimento à Região de Gurupi [4].

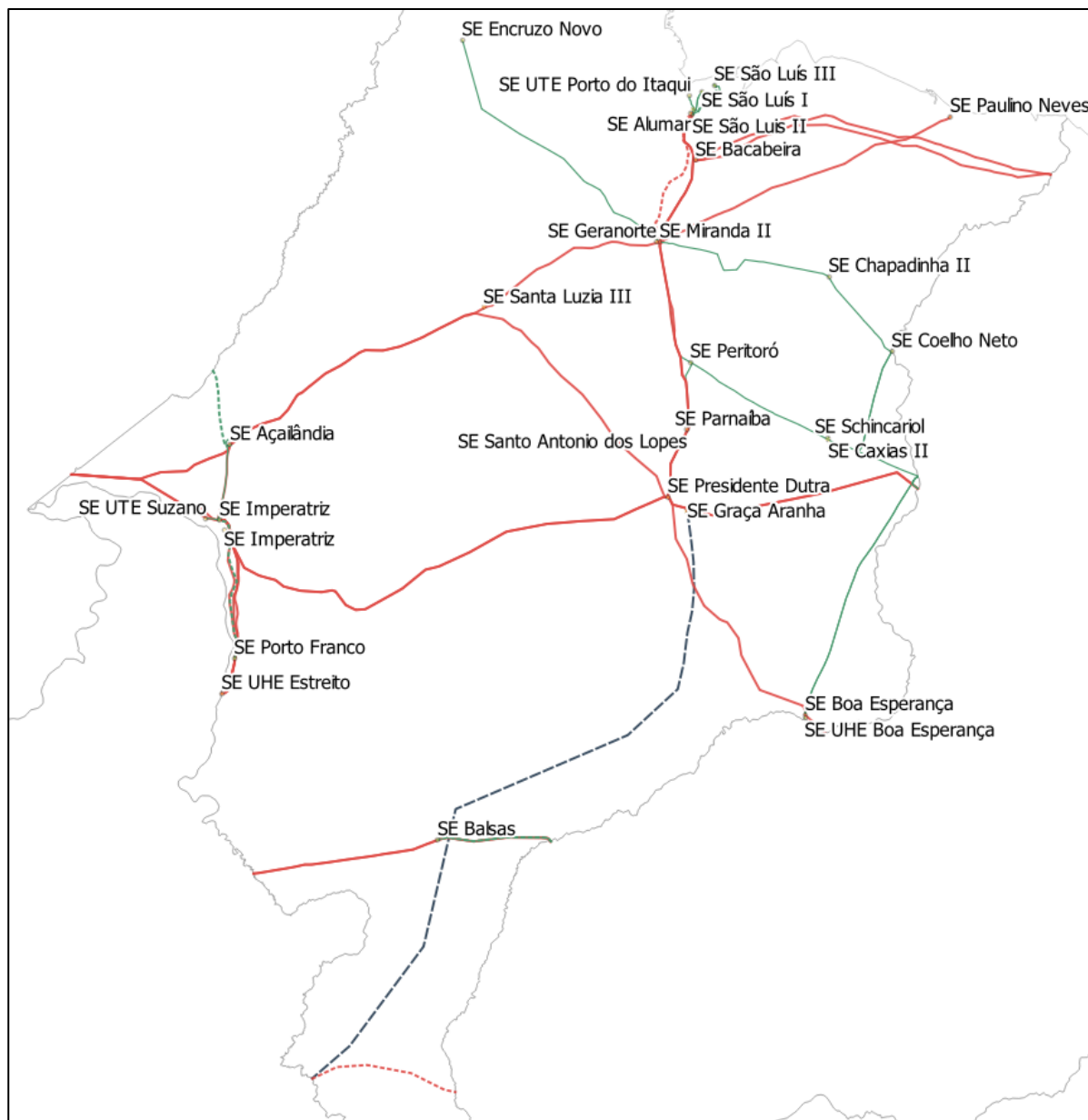
4.3.1 Expansão no Estado do Amapá



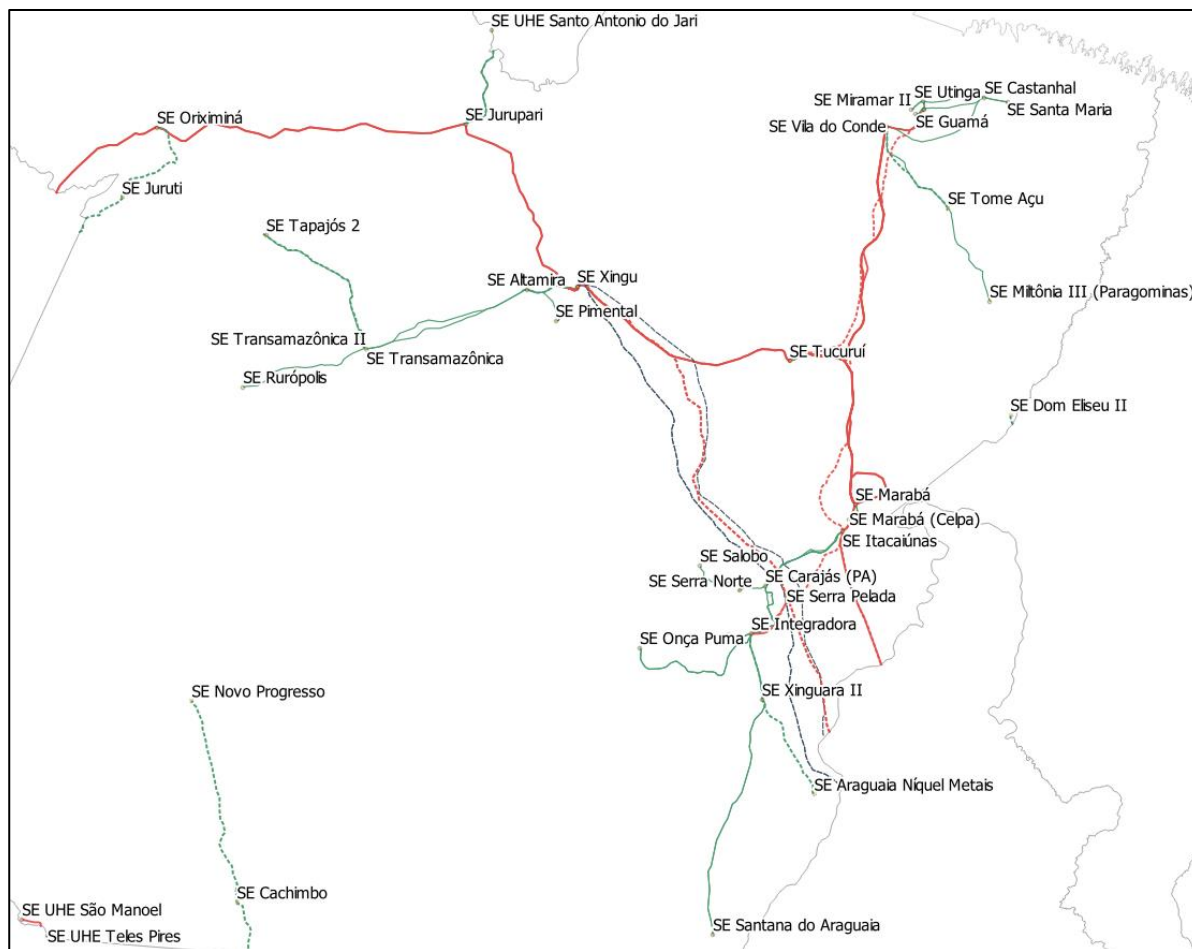
4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas



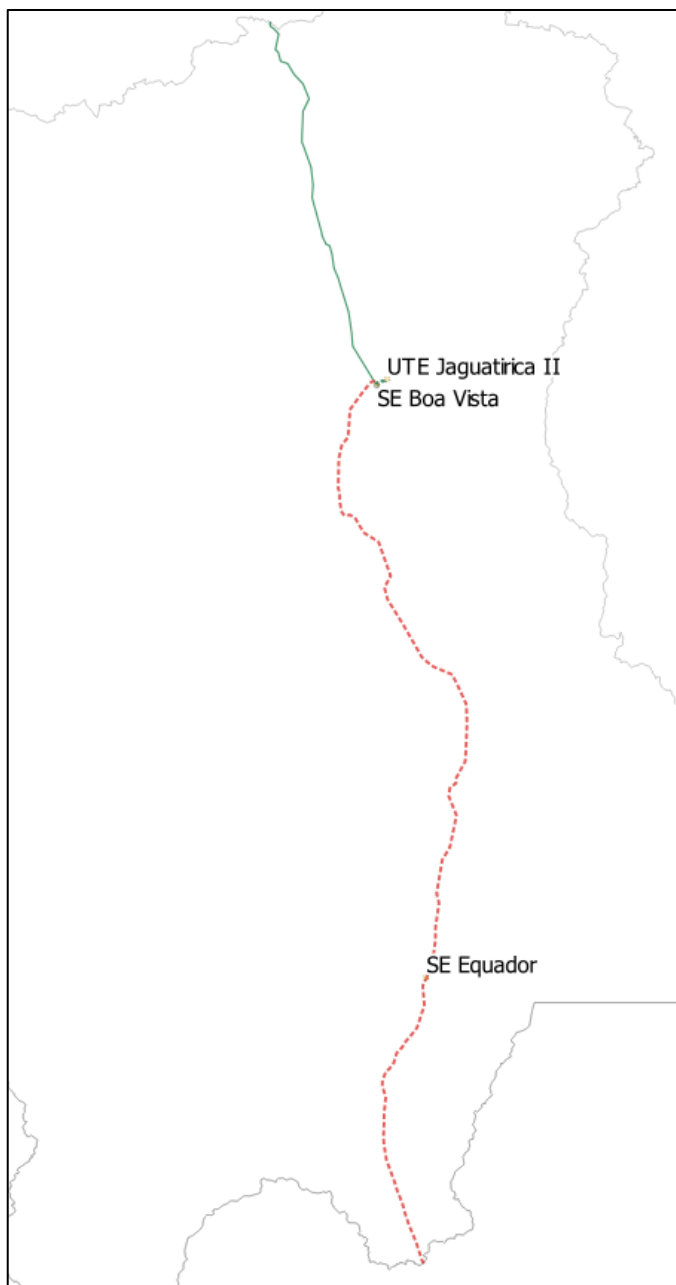
4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão



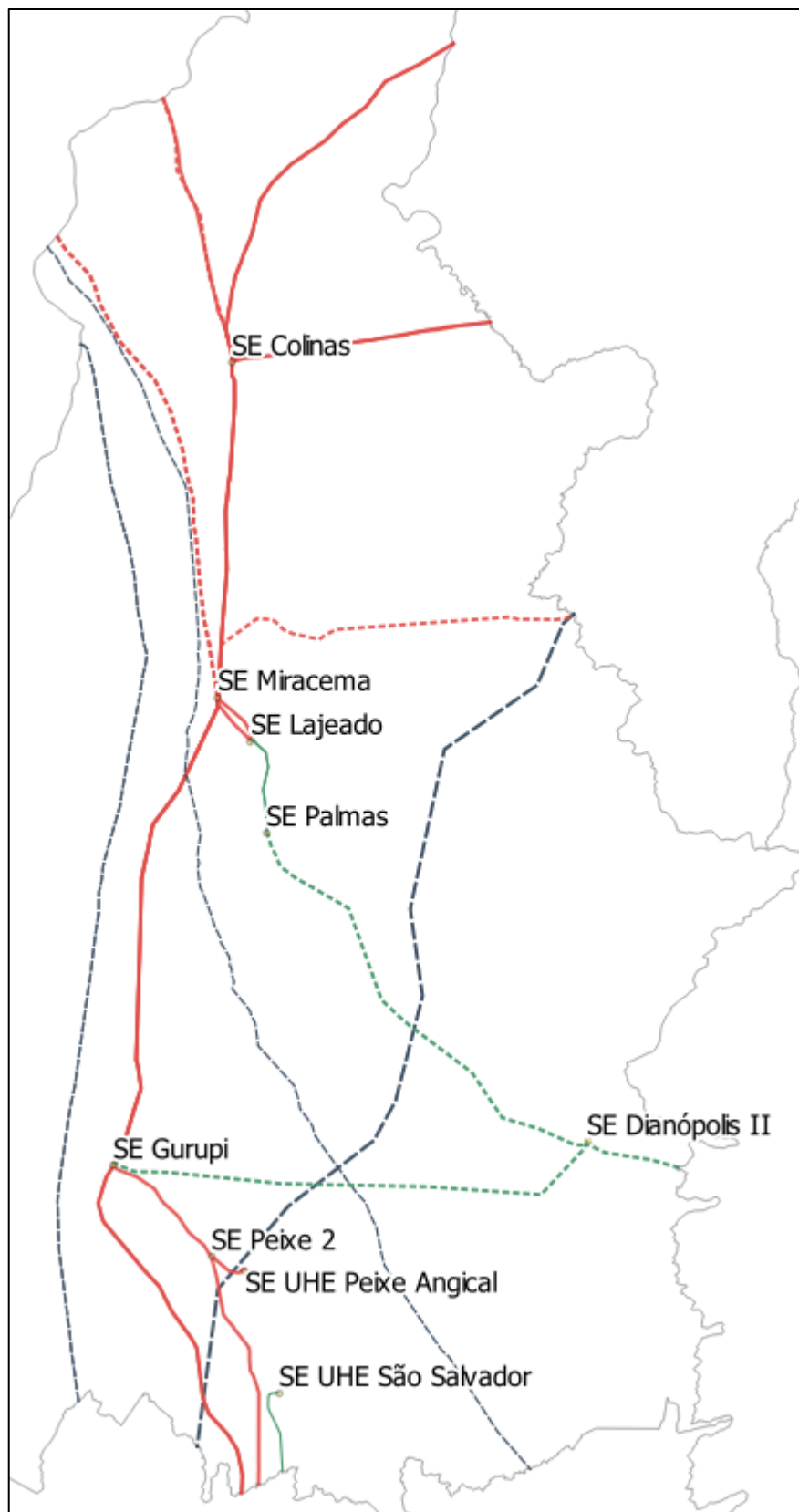
4.3.4 Expansão do Estado do Pará



4.3.5 Expansão do Estado do Roraima



4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins



5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.
- Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30% e geração eólica em torno de 5% da capacidade instalada, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 30% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Para avaliação do desempenho da rede, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados. Adicionalmente, para avaliação do controle de tensão, simulou-se o patamar de carga Mínima, somente para o Cenário 4.

As tabelas a seguir apresentam as principais condições de despacho consideradas para o diagnóstico da rede.

Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Pesada

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores													
Região	Usina	Carga Pesada											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	81%	17,802	80%	17,653	87%	19,166	96%	21,237	90%	19,808	97%	21,246
	Térmicas	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839	55%	2,362	57%	2,455	59%	2,556
NE	Eólicas contratadas	56%	12,678	60%	13,579	60%	13,579	53%	11,987	56%	12,757	55%	12,532
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	28%	2,138	34%	2,616	32%	2,423
	UHEs	69%	7,516	69%	7,463	74%	8,012	81%	8,834	81%	8,842	81%	8,847
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	48%	6,957	55%	7,988	53%	7,798	64%	9,366	68%	9,893	79%	11,495
	UHEs	78%	37,359	79%	37,745	80%	38,030	76%	36,149	79%	37,708	78%	37,426
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723
	Térmicas	27%	778	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690
	UHEs	34%	5,370	36%	5,674	39%	6,119	34%	5,359	36%	5,648	38%	5,929
Balanço Estático	Exportação N	11,020		10,649		11,798		13,658		12,492		13,183	
	Exportação NE	4,514		4,903		5,175		6,056		6,887		6,105	

Tabela 5-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores													
Região	Usina	Carga Média											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	68%	14,989	65%	14,339	72%	15,876	78%	17,140	78%	17,259	79%	17,422
	Térmicas	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839	51%	2,186	53%	2,278	55%	2,382
NE	Eólicas contratadas	55%	12,578	60%	13,632	60%	13,632	60%	13,632	60%	13,632	60%	13,632
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	24%	1,813	26%	2,010	31%	2,334
	UHEs	67%	7,277	65%	7,088	71%	7,719	82%	8,872	82%	8,882	82%	8,882
	Solares contratadas	100%	3,165	100%	3,695	100%	3,695	100%	3,695	100%	3,695	100%	3,695
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5,109	43%	6,330	47%	6,928	43%	6,363	51%	7,423	62%	9,051
	UHEs	82%	38,966	82%	39,332	82%	39,371	81%	38,756	82%	39,202	82%	38,977
	Solares contratadas	98%	4,088	98%	4,088	95%	3,956	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723
	Térmicas	62%	1,810	69%	2,001	70%	2,047	53%	1,540	68%	1,965	73%	2,106
	UHEs	48%	7,545	48%	7,545	49%	7,604	50%	7,790	50%	7,790	53%	8,191
Balanço Estático	Exportação N	8,053		7,193		8,416		9,410		9,564		9,702	
	Exportação NE	6,287		7,162		7,513		9,868		9,672		9,616	

Tabela 5-3 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Leve

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores													
Região	Usina	Carga Leve											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	60%	13,137	61%	13,340	63%	13,866	67%	14,659	72%	15,859	76%	16,701
	Térmicas	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839	43%	1,839
NE	Eólicas contratadas	56%	12,732	58%	13,228	60%	13,632	60%	13,632	60%	13,632	60%	13,632
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237
	UHEs	45%	4,855	42%	4,557	44%	4,763	49%	5,272	54%	5,839	56%	6,111
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	4,002	27%	4,002	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311
	UHEs	23%	10,797	23%	11,153	23%	11,119	24%	11,276	23%	11,055	23%	11,155
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	40%	1,446	40%	1,446	40%	1,446	40%	1,446	40%	1,446	40%	1,446
	Térmicas	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690
	UHEs	34%	5,311	35%	5,432	36%	5,630	37%	5,820	36%	5,550	37%	5,809
Balanço Estático	Exportação N	8,422		8,449		8,828		9,311		10,376		11,030	
	Exportação NE	6,438		6,336		6,921		7,275		7,576		7,567	

Tabela 5-4 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Pesada

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6,605	25%	5,424	26%	5,756	30%	6,605	30%	6,605	30%	6,610	30%	6,610	30%	6,610	30%	6,610	30%	6,610
	Térmicas	65%	2,824	84%	3,627	85%	3,669	85%	3,695	84%	3,642	74%	3,178	84%	3,649	85%	3,665	85%	3,674	85%	3,658
NE	Eólicas contratadas	74%	16,914	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,118
	Térmicas	81%	6,205	82%	6,238	82%	6,241	82%	6,243	82%	6,239	87%	6,650	90%	6,858	90%	6,865	90%	6,869	90%	6,862
	UHEs	42%	4,604	47%	5,082	42%	4,604	46%	4,986	46%	4,986	48%	5,227	48%	5,227	48%	5,227	566%	61,444	48%	5,227
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5,103	32%	4,685	44%	6,412	43%	6,301	43%	6,301	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311	51%	7,501	49%	7,182
	UHEs	56%	26,520	59%	28,025	59%	28,326	62%	29,563	67%	32,047	74%	35,211	76%	36,410	81%	38,498	81%	38,493	88%	42,127
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
SUL	Biomassa	97%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898
	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	67%	1,948	65%	1,877	65%	1,884	68%	1,983	64%	1,859	64%	1,859	64%	1,870	68%	1,985	68%	1,971	68%	1,977
	UHEs	84%	13,160	84%	13,048	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260	85%	13,260
	Balanco Estático	Exportação N		1,071		440		574		775		536		-158		-42		-387		-776	
	Exportação NE		11,455		12,637		12,053		12,058		11,721		11,983		11,781		11,416		11,877		10,655

Tabela 5-5 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Média

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Média																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6,605	30%	6,605	30%	6,605	30%	6,622	31%	6,729	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805
	Térmicas	50%	2,167	54%	2,343	66%	2,870	80%	3,477	85%	3,667	84%	3,636	84%	3,649	85%	3,681	81%	3,507	85%	3,681
NE	Eólicas contratadas	65%	14,836	77%	17,469	76%	17,204	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,141	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,118
	Térmicas	68%	5,172	51%	3,864	90%	6,873	93%	7,142	95%	7,225	94%	7,212	88%	6,710	95%	7,231	94%	7,155	95%	7,231
	UHEs	48%	5,227	48%	5,227	27%	2,933	30%	3,281	30%	3,281	30%	3,281	30%	3,281	31%	3,387	30%	3,281	33%	3,570
	Solares contratadas	95%	2,996	93%	3,436	89%	3,285	100%	3,695	100%	3,696	100%	3,695	100%	3,696	100%	3,695	100%	3,696	100%	3,695
SE/CO	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
	Térmicas + Nuclear	38%	5,607	36%	5,317	51%	7,524	27%	4,002	36%	5,311	36%	5,311	40%	5,875	36%	5,311	56%	8,257	73%	10,632
	UHEs	64%	30,689	67%	31,900	66%	31,450	70%	33,326	75%	35,618	79%	37,850	83%	39,637	85%	40,842	86%	41,267	87%	41,381
	Solares contratadas	80%	3,330	76%	3,161	76%	3,161	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	95%	3,983	98%	4,088	98%	4,082
SUL	Biomassa	97%	6,693	100%	6,898	97%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898
	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	37%	1,067	53%	1,544
	UHEs	82%	12,866	82%	12,805	82%	12,810	84%	13,085	79%	12,313	86%	13,432	92%	14,291	94%	16,028	95%	16,014	95%	16,113
Balanco Estático	Exportação N		130		41		366		311		301		11		-290		-632		-1,192		-1,406
	Exportação NE		11,398		12,444		12,401		13,897		13,625		13,509		12,686		12,915		12,408		12,343

Tabela 5-6 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Leve

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Leve																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	26%	5,760	22%	4,740	25%	5,414	23%	4,994	28%	6,081	29%	6,381	30%	6,610	30%	6,610	30%	6,610	30%	6,610
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1,074	27%	1,164	37%	1,601	43%	1,839
NE	Eólicas contratadas	75%	16,945	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,194	80%	18,118
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1,004
	UHEs	44%	4,738	43%	4,625	43%	4,618	44%	4,819	45%	4,880	46%	4,967	46%	4,946	48%	5,206	48%	5,198	48%	5,209
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3,937	27%	3,937	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246
	UHEs	24%	11,384	24%	11,460	24%	11,517	24%	11,448	24%	11,572	24%	11,590	25%	11,859	24%	11,525	24%	11,534	24%	11,629
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1,046	12%	848	13%	876	16%	1,076	27%	1,841	32%	2,191	45%	3,108	5%	341	77%	5,322
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1,345	8%	237	71%	2,066	72%	2,092	70%	2,040	71%	2,067	70%	2,043
	UHEs	79%	12,392	84%	13,148	81%	12,582	88%	13,755	31%	4,880	83%	12,905	81%	12,685	82%	12,820	82%	12,799	82%	12,820
Balanco Estático	Exportação N		436		-740		-239		-975		-2		138		304		142		300		283
	Exportação NE		10.517		11.319		11.193		11.191		11.001		10.849		10.579		10.940		10.802		10.705

Tabela 5-7 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	80%	17,557	74%	16,293	72%	15,813	82%	18,031	79%	17,344	79%	17,374	81%	18,297	92%	20,930	95%	21,584	98%	22,234
	Térmicas	65%	2,824	84%	3,627	85%	3,669	85%	3,695	84%	3,642	74%	3,178	84%	3,649	85%	3,665	85%	3,674	85%	3,658
NE	Eólicas contratadas	5%	1,129	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,202
	Térmicas	11%	843	11%	843	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686
	UHEs	30%	3,281	34%	3,712	29%	3,189	27%	2,933	30%	3,222	30%	3,241	30%	3,241	27%	2,933	30%	3,241	30%	3,241
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5,103	32%	4,685	44%	6,412	43%	6,301	44%	6,391	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311	51%	7,501	49%	7,182
	UHEs	80%	38,065	85%	40,535	88%	42,042	89%	42,320	94%	45,087	96%	45,967	98%	47,385	95%	45,923	96%	46,469	97%	46,986
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	97%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	80%	2,892	80%	2,892	80%	2,892	78%	2,810	80%	2,892
	Térmicas	67%	1,948	65%	1,877	65%	1,884	68%	1,983	64%	1,859	64%	1,859	68%	1,870	68%	1,985	68%	1,971	68%	1,977
	UHEs	84%	13,180	85%	13,201	90%	14,041	96%	15,035	96%	15,035	98%	15,769	98%	16,497	99%	16,614	98%	16,511	99%	16,614
Balanço	Exportação N		11,445		10,854		9,970		11,627		10,668		9,905		10,837		13,259		13,546		13,753
Estático	Exportação NE		-10,354		-10,283		-11,278		-11,883		-12,003		-12,420		-12,843		-13,619		-13,750		-14,207

Tabela 5-8 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Média

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Média																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	75%	16,545	75%	16,501	77%	16,945	77%	16,983	79%	17,279	90%	20,430	95%	21,584	97%	21,930	97%	21,930	98%	22,234
	Térmicas	50%	2,167	54%	2,343	66%	2,870	80%	3,477	85%	3,667	84%	3,636	84%	3,649	85%	3,681	81%	3,507	69%	2,974
NE	Eólicas contratadas	5%	1,129	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,202
	Térmicas	11%	843	11%	843	9%	686	9%	686	9%	686	15%	1,116	9%	686	22%	1,679	9%	686	9%	686
	UHEs	30%	3,281	33%	3,624	30%	3,241	30%	3,241	30%	3,241	27%	2,933	30%	3,241	30%	3,241	30%	3,241	31%	3,336
	Solares contratadas	30%	950	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109	30%	1,109
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	38%	5,607	36%	5,317	51%	7,524	36%	5,311	36%	5,211	36%	5,311	40%	5,875	36%	5,311	56%	8,257	91%	13,383
	UHEs	86%	40,955	90%	43,014	89%	42,713	95%	45,386	96%	45,918	97%	46,250	97%	46,656	97%	46,865	97%	46,809	96%	46,471
	Solares contratadas	80%	3,330	76%	3,161	76%	3,161	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	95%	3,983	98%	4,088	98%	4,088
	Biomassa	100%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	99%	6,841
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	80%	2,892	45%	1,627	45%	1,627	80%	2,892	33%	1,207	80%	2,892
	Térmicas	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	37%	1,067	69%	2,008
	UHEs	94%	14,721	94%	14,721	98%	15,280	99%	15,472	99%	15,501	99%	15,780	98%	16,511	99%	16,614	98%	16,511	99%	16,614
Balanço Estático	Exportação N		9,699		9,589		10,260		10,276		10,419		13,311		13,915		14,043		13,479		12,594
	Exportação NE		-10,227		-10,149		-11,023		-11,314		-11,741		-11,727		-12,315		-11,670		-13,201		-14,472

Tabela 5-9 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Leve

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Leve																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	47%	10,311	42%	9,239	49%	10,738	51%	11,222	59%	13,054	59%	13,081	59%	13,094	59%	13,094	59%	13,094	64%	14,013
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1,074	27%	1,164	37%	1,601	43%	1,839
NE	Eólicas contratadas	5%	1,129	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,207	5%	1,202
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1,004
	UHEs	27%	2,893	30%	3,216	25%	2,748	25%	2,748	25%	2,748	25%	2,748	27%	2,933	27%	2,933	27%	2,933	27%	2,933
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3,937	27%	3,937	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246
	UHEs	50%	24,047	52%	24,962	52%	24,939	51%	24,568	50%	24,102	52%	24,707	53%	25,272	52%	25,051	52%	25,002	51%	24,265
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1,046	12%	848	13%	876	16%	1,076	27%	1,841	32%	2,191	45%	3,108	62%	4,291	77%	5,322
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1,345	69%	2,010	71%	2,066	72%	2,092	70%	2,040	71%	2,067	70%	2,040
	UHEs	79%	12,392	84%	13,044	80%	12,428	87%	13,636	83%	12,957	84%	13,153	86%	13,406	87%	13,630	87%	13,520	87%	13,630
Balanço Estático	Exportação N		4,614		3,472		4,678		4,786		6,246		6,049		5,991		5,840		6,058		6,886
	Exportação NE		-6,485		-6,353		-7,011		-7,270		-7,537		-7,796		-7,866		-7,692		-7,827		-7,901

Tabela 5-10 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Pesada

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6,605	25%	5,424	26%	5,756	30%	6,622	31%	6,729	31%	6,805	31%	6,805	37%	8,240	39%	8,527	40%	8,720
	Térmicas	65%	2,824	84%	3,627	85%	3,669	85%	3,695	84%	3,642	74%	3,178	84%	3,649	85%	3,665	85%	3,674	85%	3,658
NE	Eólicas contratadas	30%	6,400	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,840
	Térmicas	57%	4,367	57%	4,367	82%	6,241	82%	6,243	82%	6,239	87%	6,650	90%	6,858	90%	6,865	90%	6,869	90%	6,862
	UHEs	42%	4,604	47%	5,082	33%	3,538	34%	3,712	41%	4,438	41%	4,438	37%	4,001	42%	4,604	45%	4,912	51%	5,535
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5,103	32%	4,685	44%	6,412	43%	6,301	43%	6,301	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311	51%	7,501	49%	7,182
	UHEs	79%	37,770	83%	39,823	81%	38,843	83%	39,494	83%	39,494	95%	45,307	94%	45,143	94%	45,468	94%	45,428	95%	45,681
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	97%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	80%	2,892
	Térmicas	67%	1,948	65%	1,877	65%	1,884	68%	1,983	64%	1,859	64%	1,859	64%	1,870	68%	1,985	68%	1,971	68%	1,977
	UHEs	84%	13,180	85%	13,201	90%	14,041	96%	15,035	96%	15,035	98%	15,305	95%	16,014	99%	16,614	98%	16,511	99%	16,614
Balanco Estático	Exportação N		1,108		503		606		837		555		-177		-77		979		888		674
	Exportação NE		141		623		765		600		920		940		338		494		399		551

Tabela 5-11 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Média

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Média																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6,605	30%	6,605	30%	6,605	30%	6,622	31%	6,729	31%	6,805	31%	6,805	37%	8,240	40%	8,720	86%	18,893
	Térmicas	50%	2,167	54%	2,343	66%	2,870	80%	3,477	85%	3,667	84%	3,636	84%	3,649	85%	3,681	81%	3,507	69%	2,974
NE	Eólicas contratadas	30%	6,400	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,840
	Térmicas	68%	5,172	38%	2,932	90%	6,873	93%	7,142	95%	7,225	94%	7,212	88%	6,710	95%	7,231	94%	7,155	59%	4,524
	UHEs	34%	3,712	48%	5,227	30%	3,241	33%	3,589	33%	3,589	30%	3,281	33%	3,589	41%	4,457	45%	4,912	48%	5,227
	Solares contratadas	50%	1,583	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848	50%	1,848
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	38%	5,607	36%	5,317	51%	7,524	36%	5,311	36%	5,311	36%	5,311	40%	5,875	36%	5,311	56%	8,257	91%	13,383
	UHEs	82%	39,388	88%	42,086	82%	39,009	88%	42,103	93%	44,647	94%	45,025	98%	47,073	96%	46,268	96%	46,151	91%	43,776
	Solares contratadas	80%	3,330	76%	3,161	76%	3,161	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	98%	4,088	95%	3,983	98%	4,088	98%	4,088
	Biomassa	97%	6,693	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	100%	6,898	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	80%	2,892	80%	2,892	80%	2,892
	Térmicas	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	37%	1,067	69%	2,008
	UHEs	94%	14,721	94%	14,721	98%	15,280	99%	15,472	99%	15,501	98%	15,780	98%	16,511	99%	16,614	98%	16,511	99%	16,614
Balanço Estático	Exportação N		82		-46		405		369		334		47		-320		749		655		9,676
	Exportação NE		806		265		1,999		2,339		1,992		1,560		979		1,915		1,866		-1,636

Tabela 5-12 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Leve																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	26%	5,760	22%	4,740	25%	5,414	25%	5,557	30%	6,652	30%	6,576	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1,074	27%	1,164	37%	1,601	43%	1,839
NE	Eólicas contratadas	30%	6,400	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,840
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1,004
	UHEs	44%	4,738	43%	4,625	43%	4,618	44%	4,819	45%	4,880	46%	4,967	46%	4,946	48%	5,206	48%	5,198	48%	5,209
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3,937	27%	3,937	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246
	UHEs	44%	20,908	46%	21,957	46%	22,098	46%	21,806	46%	21,886	47%	22,544	49%	23,216	48%	22,695	47%	22,681	48%	22,809
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1,046	12%	848	13%	876	16%	1,076	27%	1,841	32%	2,191	45%	3,108	62%	4,291	77%	5,322
SUL	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1,345	69%	2,010	71%	2,066	72%	2,092	70%	2,040	71%	2,067	70%	2,043
	UHEs	79%	12,392	84%	13,044	80%	12,428	88%	13,761	83%	12,957	84%	13,153	86%	13,406	87%	13,630	87%	13,520	87%	13,630
Balanco	Exportação N		399		-798		-295		-529		352		38		191		28		198		182
Estático	Exportação NE		768		848		675		635		462		293		12		419		280		218

Tabela 5-13 – Cenário 4– Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Mínima

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Mínima																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	26%	5,760	22%	4,740	25%	5,414	25%	5,557	30%	6,652	30%	6,576	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805	31%	6,805
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1,074	27%	1,164	37%	1,601	43%	1,839
NE	Eólicas contratadas	30%	6,400	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,869	30%	6,840
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1,004		
	UHEs	44%	4,738	43%	4,625	43%	4,618	44%	4,819	45%	4,880	46%	4,967	46%	4,946	48%	5,206	48%	5,198	48%	5,209
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
SE/CO	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
	Térmicas + Nuclear	27%	3,937	27%	3,937	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246	36%	5,246
	UHEs	44%	20,908	46%	21,957	46%	22,098	46%	21,806	46%	21,886	47%	22,544	49%	23,216	48%	22,695	47%	22,681	48%	22,809
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
SUL	Biomassa	13%	903	15%	1,046	12%	848	13%	876	16%	1,076	27%	1,841	32%	2,191	45%	3,108	62%	4,291	77%	5,322
	Eólicas contratadas	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627	45%	1,627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1,345	69%	2,010	71%	2,066	72%	2,092	70%	2,040	71%	2,067	70%	2,043
	UHEs	79%	12,392	84%	13,044	80%	12,428	88%	13,761	83%	12,957	84%	13,153	86%	13,406	87%	13,630	87%	13,520	87%	13,630
Balanço Estático	Exportação N		588		-492		-103		-321		553		245		408		248		418		417
	Exportação NE		1.634		1.893		1.579		1.557		1.427		1.279		1.016		1.438		1.006		1.285

6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

A rede de transmissão da região Norte atende aos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins. Atualmente é possível dividir esse sistema em 3 diferentes áreas:

- **PA/MA/TO:** Reunindo então os estados do Maranhão e Tocantins que fazem fronteira com as outras regiões e uma grande parcela da carga do estado do Pará que é central para a região Norte e possui muitas instalações com influência no desempenho dos demais estados.
- **AM/AP:** Reunindo os estados do Amapá e Amazonas que possuem uma característica mais radial em relação aos outros estados, além de algumas localidades no estado do Pará, tendo como ligação ao SIN a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, que inicia ainda no estado do Pará.
- **SI:** a última área engloba os sistemas isolados, onde o estado de Roraima se destaca enquanto a conexão com o SIN não ocorre.

As seções seguintes apresentam os resultados de cada um dos estados da Região Norte, com foco nos problemas encontrados.

6.1 Estado do Amapá

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão. É importante destacar, todavia, que esse diagnóstico está em consonância com as premissas e critérios convencionais adotados pelo planejamento e, portanto, não foram utilizados critérios diferenciados para avaliar o atendimento a esse estado.

Em relação ao atendimento ao estado do Amapá também é importante destacar as seguintes ações:

- Em 04 de novembro de 2020, por meio da Portaria MME nº 403, foi instituído o Gabinete de Crise, composto por representantes da ANEEL, ONS, LMTE, Eletronorte, CEA além do MME, visando o reestabelecimento do suprimento de energia elétrica à 14 cidades do estado do Amapá afetadas pela interrupção de energia de 03/11/2020, e a identificação de eventuais medidas para evitar novas ocorrências.
- Acompanhando as ações de gestão da crise junto ao MME e CMSE, a EPE por meio da Resolução n. 25/2020/PR/EPE, de 09/11/2020, instituiu Grupo de Trabalho com o

objetivo de apresentar e discutir com o MME alternativas para apoiar, sob a ótica do planejamento da geração e transmissão, decisões sobre medidas de reforço da segurança de suprimento de energia elétrica ao estado no médio e longo prazo.

- ➔ Consoante com essa determinação, a EPE concluiu em 26/11/2020 a Nota Técnica *Mapeamento de possibilidades para o aumento da segurança do suprimento de energia elétrica a Macapá e localidades interligadas* [5], abordando as possibilidades, analisadas em caráter preliminar, sob a ótica do planejamento da geração e da transmissão, com respectivas estimativas de custos, vantagens e desvantagens de cada caso. Essa Nota Técnica visou subsidiar o MME mapeando as possibilidades de aumento da segurança de suprimento no estado do Amapá e trouxe uma breve contextualização do sistema antes e depois da interligação ao SIN, até o momento da ocorrência na subestação Macapá.
- ➔ As alternativas identificadas naquela Nota Técnica foram descritas, de forma preliminar, quanto ao custo e sua alocação, prazo de implementação, características técnicas e impactos vislumbrados, considerando as condições específicas do Amapá, permitindo subsidiar discussões e elencar as mais promissoras para aprofundamentos futuros.
- ➔ Após a emissão dessa Nota Técnica, o MME definiu algumas diretrizes para elaboração do estudo de planejamento que detalhará a alternativa de referência para o aumento da confiabilidade no atendimento a Macapá. Dentre as principais diretrizes, destacam-se: (i) necessidade de se estabelecer mais um ponto de suprimento a Macapá (nova subestação); (ii) novo ponto de suprimento conectado em pontos distintos da rede (anel em 230 kV para aumento de confiabilidade, dupla alimentação); e (iii) solução deve estar harmonizada com aproveitamento dos recursos hidrelétricos locais.

O estudo de planejamento que tratará do detalhamento da solução de referência foi iniciado em dezembro de 2020, em conformidade com a programação de estudos aprovada pelo MME no âmbito da Portaria 215/2020 e possui previsão de término para o mês de abril de 2021.

6.2 Estado do Amazonas

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico.

Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as expansões determinadas no *Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus* [6], o qual recomendou diversas ampliações na malha de 230kV local com destaque para a SE Tarumã 230/138 kV e as LTs 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2. Essas obras foram objeto do leilão de transmissão 001/2020 e possuem data de entrada em operação prevista para 2026.

Adicionalmente, cabe ressaltar publicação dos relatórios *Análise de viabilidade Técnica para a Conexão de 1 GW de Geração Adicional no Sistema de Manaus* [7] e a *Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados do Amazonas* [8], que apesar de não identificarem a necessidade de recomendação de obras adicionais de rede básica, contribuíram para conclusões e a elaboração desse diagnóstico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amazonas apresentam desempenho de carregamento satisfatório em todo o horizonte analisado. Porém, o nível de tensão na SE 500 kV Lechuga apresenta uma tendência de deterioração em vários cenários na perda de um dos circuitos da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 ou C2. No ano final de análise, essa contingência já apresenta subtensão no barramento de 500kV da SE Lechuga, como indica a Figura 6-1.

Esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada da interligação Boa Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querer no ano de 2027. Em um teste de sensibilidade realizado para o mesmo cenário, a falta da interligação e, por tanto, também da UHE Bem Querer ou a falta apenas da UHE pode antecipar a dificuldade no controle de tensão de Lechuga para 2029.

Por fim, o atendimento ao sistema Manaus também é fortemente dependente de usinas térmicas existentes na região. Sendo assim, o problema de subtensão apontado apenas no final do horizonte pode ser antecipado dependendo da disponibilidade térmica local.

O resultado do diagnóstico e mais essas duas observações justificam a necessidade de realizar um estudo de planejamento específico sobre o atendimento a Manaus, o que de fato já está previsto na programação de estudos da EPE.

6.2.1 Violações de Tensão

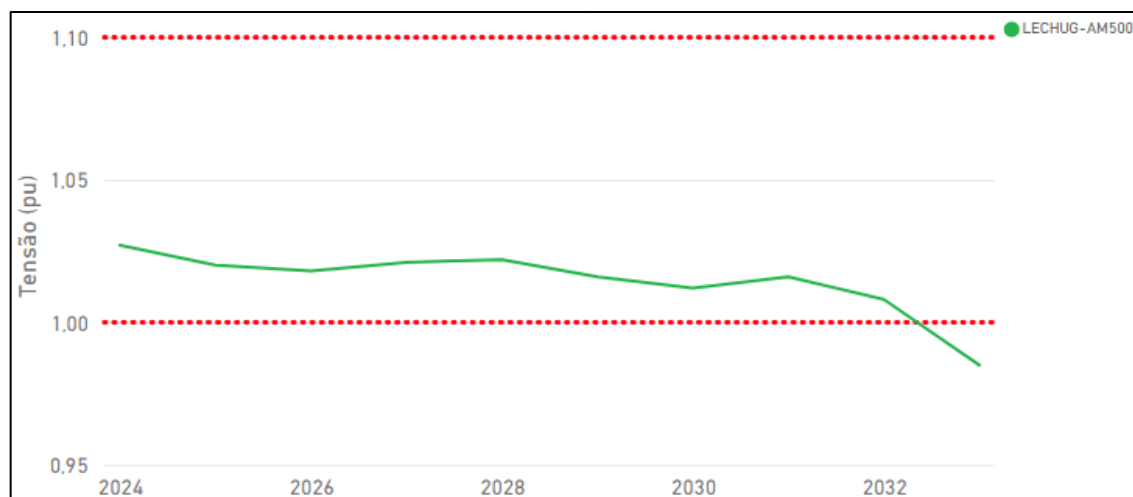


Figura 6-1 – Nível de tensão na SE 500 kV Lechuga para a contingência de um circuito da LT 500 kV Silves – Lechuga – Cenário 2 de carga média.

6.3 Estado do Maranhão

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as seguintes expansões:

- ➔ LT 500 kV Miranda II - São Luís II - CS - C3, subestação São Luís IV 500/230/69 kV e obras associadas, licitadas no Leilão 005/2016 e outorgadas à EDP Transmissão MA I, previstas para 2021, que reforçarão o atendimento ao sistema que atende à capital São Luís.
- ➔ LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas C2, licitada no Leilão 002/2018 e outorgada à Transmissora de Energia Ribeiro Gonçalves – Balsas, com previsão de entrada em operação em 2022.
- ➔ Expansão da SE Açailândia com novos pátios de 230 e 69 kV e obras associadas, recomendada para 2026.
- ➔ Nova SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, entrando no seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II e obras associadas, recomendada para 2026.
- ➔ Quarto transformador 230/69 kV de Peritoró, recomendado para 2032.
- ➔ Segundo transformador 500/230 kV de Presidente Dutra, recomendado para 2032.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Maranhão apresentaram alguns problemas de carregamento e de tensão a partir de 2027 destacados a seguir:

- ➔ No caso de Imperatriz 500/230 kV, é importante notar que a violação ocorre na falha do transformador com 600 MVA de capacidade, resultando em um fluxo maior que os 450 MVA de capacidade da segunda unidade a partir de 2027.
- ➔ A tendência do carregamento na transformação 230/69 kV de Miranda II é chegar em 100% no ano 2029 na falha de um dos transformadores em paralelo.
- ➔ A única violação de carregamento em uma linha no estado ocorre na LT 230 kV Peritoró – Miranda II na falha do transformador 500/230 kV de Presidente Dutra, iniciando em 2028.
- ➔ Por fim, a transformação 230/69 kV de Peritoró apresenta violação na emergência a partir de 2030.

Todos os casos de carregamentos elevados estão localizados na região em análise do *Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)* [2], que possui previsão de emissão no mês de abril e trará as soluções estruturais para os problemas detectados.

Uma novidade no diagnóstico desse ano é a representação do patamar de carga mínima. O Cenário 4, referente ao patamar de carga mínima (e de forma mais branda o Cenário 4 de carga leve), confirma a necessidade do estudo em andamento que analisa o controle de tensão e a definição de compensação reativa adicional na região.

Mesmo em condições normais, o controle de tensão fica esgotado e sobretensões podem ser observadas em diferentes subestações da malha de 500 kV como é o caso de Açailândia, Boa Esperança, Imperatriz, Miranda II, Presidente Dutra e Santo Antônio dos Lopes (Figura 6-2). Essas sobretensões acabam afetando o desempenho da rede de 230 kV como indica a Figura 6-3 (subestações de Imperatriz, Porto Franco, São Luís I, II e III).

6.3.1 Violações de Tensão

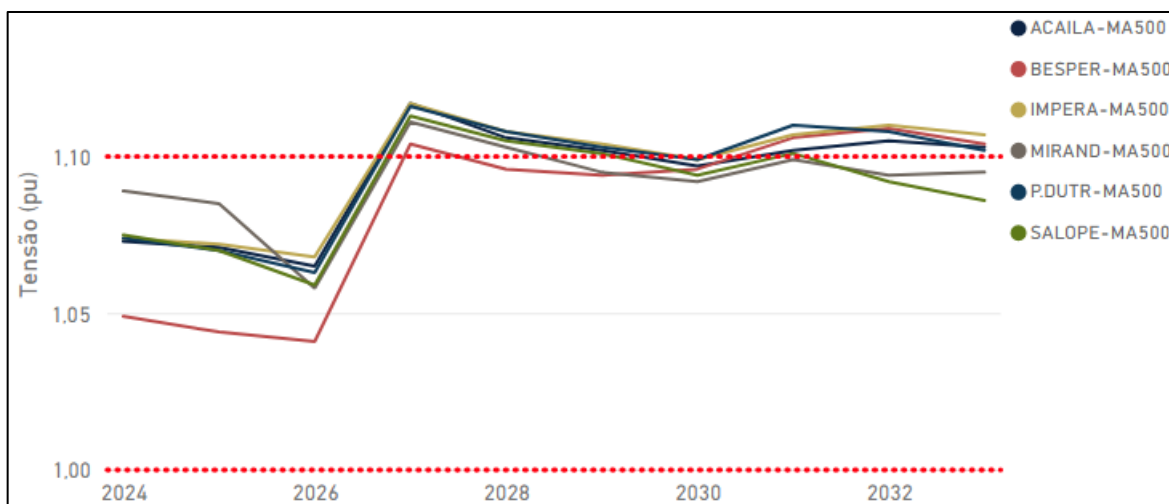


Figura 6-2 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Açaílândia, Boa Esperança, Imperatriz, Miranda II, Presidente Dutra e Santo Antônio dos Lopes em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.

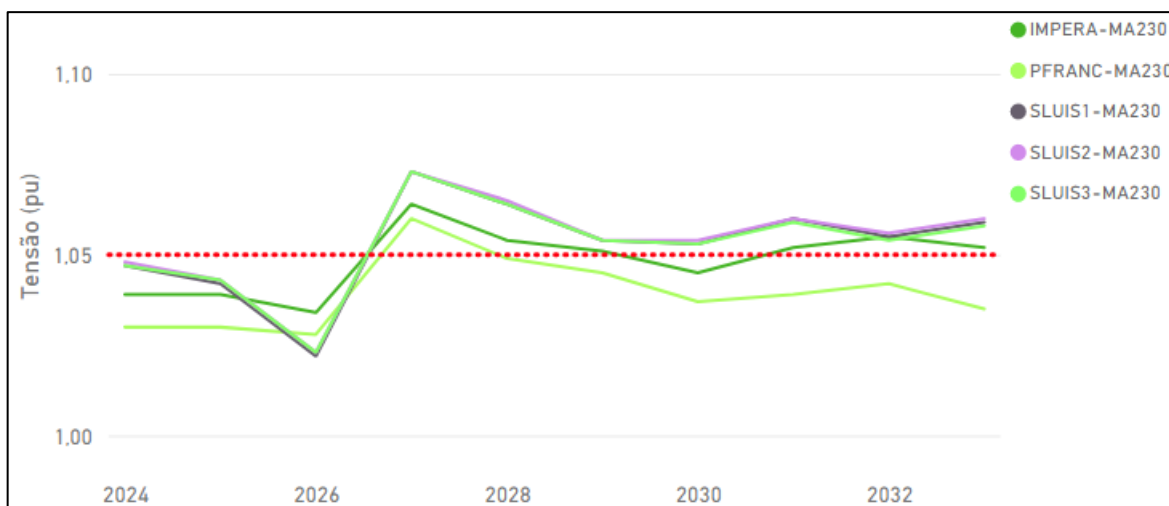


Figura 6-3 – Nível de tensão no pátio de 230 kV das subestações Imperatriz, Porto Franco, São Luis I, II e III em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.

6.4 Estado do Pará

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as seguintes expansões:

- ➔ LT 230kV Marituba – Utinga (C3/C4), obra outorgada à transmissora BRLIG, com previsão de entrada em operação para 2021;

- ➔ LT 500kV Tucuruí – Marituba prevista para entrar em operação em 2023;
- ➔ LT 500kV Xingu – Serra Pelada – Miracema, SE Serra Pelada 500 kV e LT 500kV Miracema – Gilbués C3, com previsão de entrada em operação para 2021.
- ➔ Expansão da SE Açailândia com novos pátios de 230 e 69 kV e obras associadas, recomendada para 2026.
- ➔ Nova SE 230/69 kV Dom Eliseu II, LT 230 kV Açailândia – Dom Eliseu II e obras associadas, recomendadas para 2026.
- ➔ Substituição do segundo transformador 230/69 kV de Marabá, recomendado para 2033.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Pará apresentaram alguns problemas de carregamento e de tensão a partir de 2026 destacados a seguir:

- ➔ A transformação 230/69 kV de Marabá possui três transformadores que estão com recomendação de substituição conforme a vida útil desses equipamentos se esgota. Considerando uma visão de longo prazo, a recomendação é substituir com mudança da modulação de 33 MVA para 100 MVA e a substituição da primeira unidade está prevista para 2026. O diagnóstico indica que a partir de 2030, pode ocorrer a violação dos limites de carregamento do segundo transformador, ainda com 33/35 MVA de capacidade. O *Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)* [2] indica para 2033 a substituição do segundo transformador. Caso seja identificada a necessidade, essa recomendação pode ser antecipada.
- ➔ O caso da transformação 230/138 kV de Tucuruí é semelhante ao diagnóstico do PDE 2029. De acordo com a Figura 6-4, a previsão é que na perda de um transformador o remanescente apresenta carregamento superior à sua capacidade de emergência a partir de 2030.
- ➔ Finalizando as violações de carregamento, verifica-se na Figura 6 10 que a transformação 230/69 kV em Vila do Conde apresenta sobrecarga a partir de 2030 na contingência de uma de suas unidades. O terceiro transformador nessa subestação foi planejado e atualmente está com indicação para 2032. Este diagnóstico indica a necessidade de acompanhar a evolução da carga atendida por essa subestação e, caso necessário, antecipar a entrada do terceiro transformador.
- ➔ Em relação ano nível de tensão, foram diagnosticados casos de subtensão e sobretensão. A sobretensão ocorre no cenário de carga mínima que confirmou a

necessidade de recomendar compensação reativa adicional no sistema que atende o estado do Maranhão. A Figura 6-6, indica que a sobretensão desse cenário também ocorre nas subestações do estado do Maranhão. É importante notar que um estudo para avaliação do controle de tensão e definição de compensação reativa está em andamento para a região Norte, assim como algumas das obras do *Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)* [2] podem ajudar a solucionar as sobretensões verificadas.

6.4.1 Violações de Carregamento

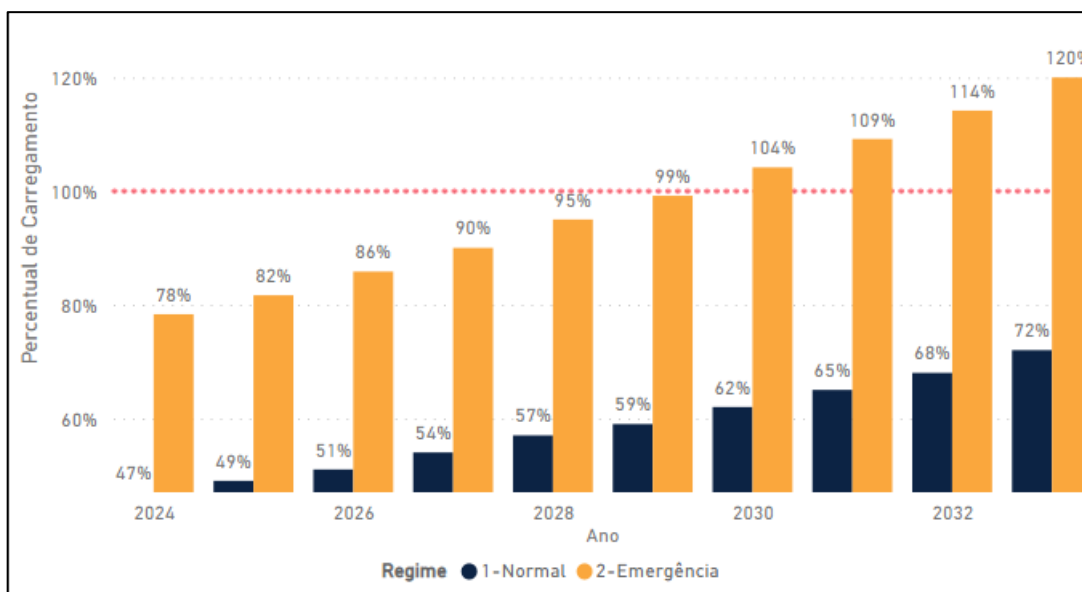


Figura 6-4 – Carregamento na transformação 230/138 kV de Tucuruí em condições normais e na falha de um dos transformadores em paralelo – Cenário 2 de carga pesada.

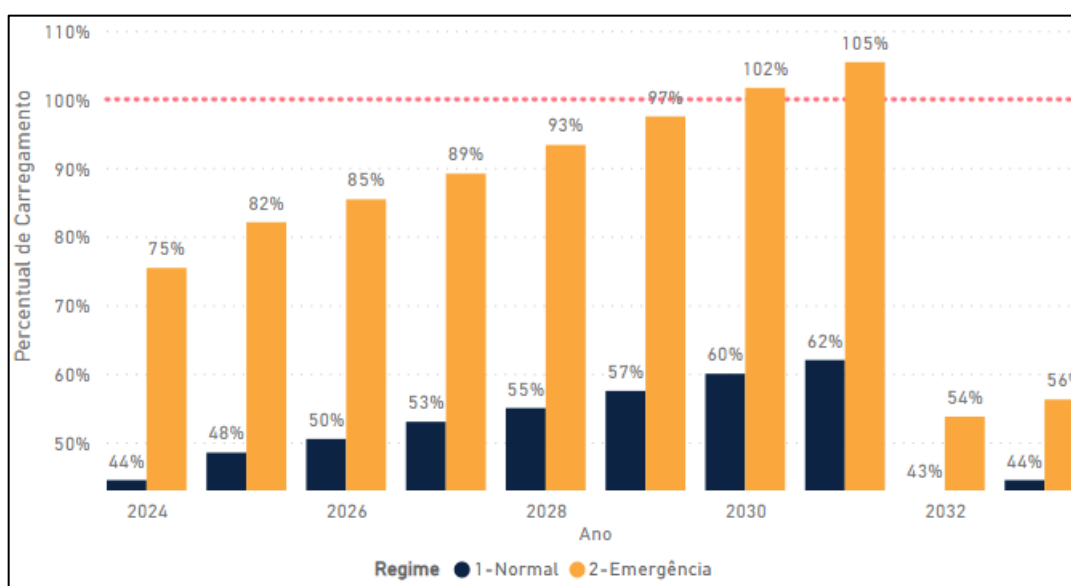


Figura 6-5 – Carregamento na transformação 230/69 kV de Vila do Conde em condições normais e na falha de um dos transformadores em paralelo – Cenário 2 de carga pesada.

6.4.2 Violações de Tensão

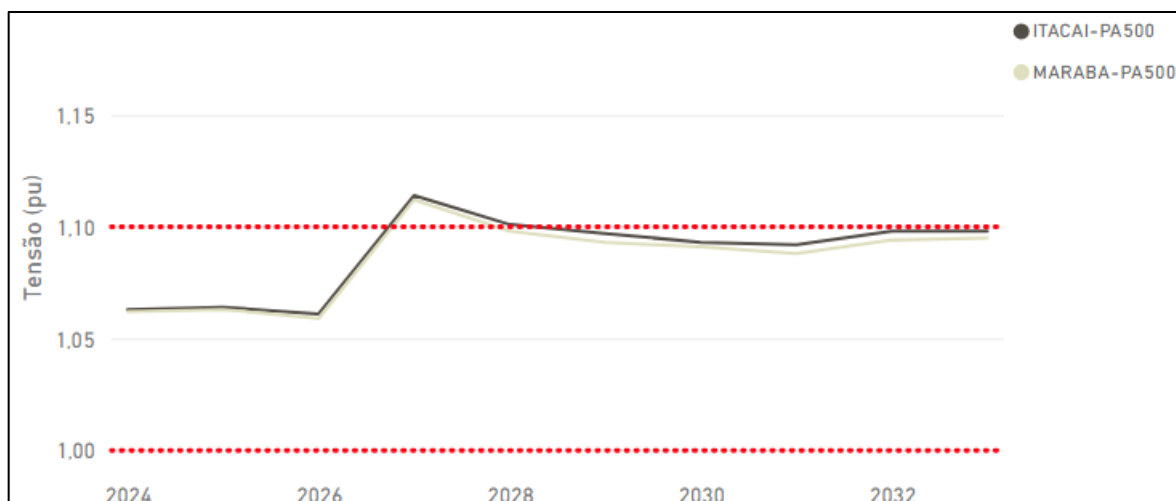


Figura 6-6 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Itacaiúnas e Marabá em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.

6.5 Estado de Roraima

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Roraima apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

Importante notar que a análise foi realizada a partir do ano 2027 considerando a representação da interligação Boa Vista – Manaus. Um atraso na entrada desse conjunto de obras pode levar à necessidade de se avaliar o desempenho elétrico do sistema Roraima como um sistema isolado por um período superior ao originalmente previsto. Adicionalmente, cabe destacar que o contrato de energia firmado com a Venezuela está previsto para terminar em 2021 e não há uma previsão de sua renovação.

Considerando que o ano de 2027 já pode ser considerado um horizonte curto para o planejamento da expansão da transmissão e que o *Leilão para suprimento à Boa vista e localidades conectadas* teve como objetivo garantir o atendimento da região até a entrada da interligação, torna-se necessário avaliar o atendimento ao estado considerando as incertezas da entrada em operação da interligação com o SIN.

6.6 Estado do Tocantins

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as seguintes expansões:

- ➔ SE Dianópolis II 230/138 kV, LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, LT 230 kV Dianópolis II - Palmas C1; com previsão de entrada em operação para 2024.
- ➔ SE Gurupi Novo pátio de 230 kV - 1º AT 500/230 kV – (3 x 150 MVA) e LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi C1, com previsão de entrada em operação para 2024.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins apresentaram alguns problemas de tensão a partir de 2027 destacados a seguir:

- ➔ Assim como no estado do Maranhão, o cenário 4 de carga mínima apresenta uma limitação no controle de reativo e todo o sistema de 500 kV do Tocantins pode apresentar sobretensão em condições normais, como indica a Figura 6-7. A Figura 6-8 mostra que o setor de 138 kV de Miracema também apresenta tensões elevadas, com o tap do transformador chegando no limite de sua capacidade par ao controle de tensão.

6.6.1 Violações de Tensão

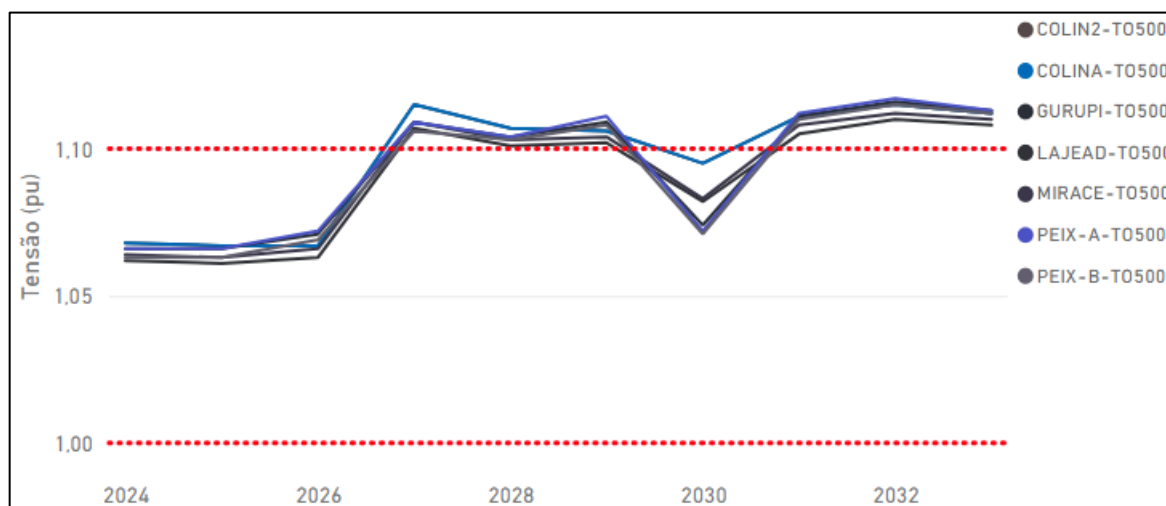


Figura 6-7 – Nível de tensão no pátio de 500 kV das subestações Colinas, Gurupi, Lajeado, Miracema e Peixe 2 em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.

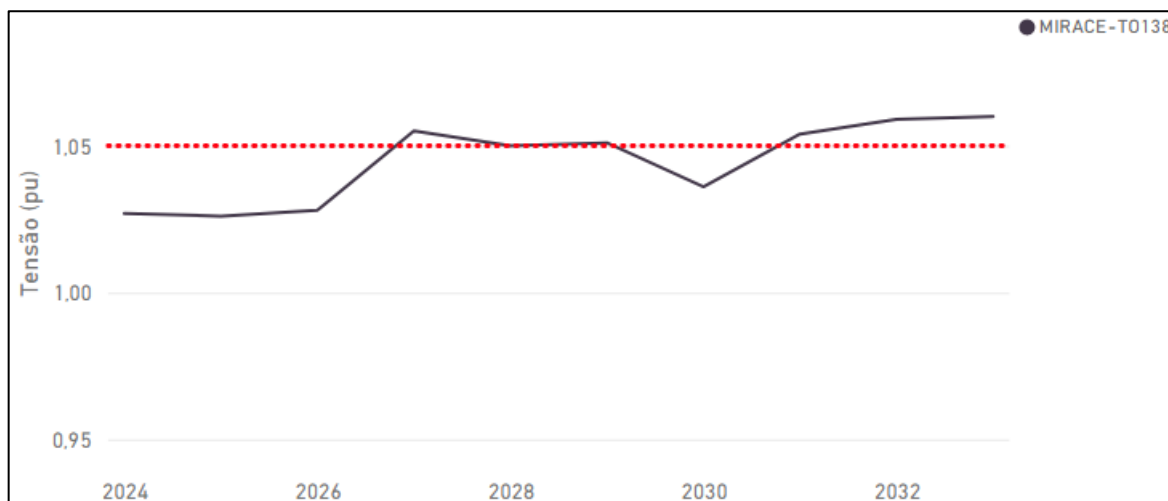


Figura 6-8 – Nível de tensão no pátio de 138 kV de Miracema em condições normais – Cenário 4 de carga mínima.

7 Referências

- [1] "EPE-DEE-RE-029/2021-rev0 - Estudo para avaliação da solução estrutural para aumento na confiabilidade do atendimento a Macapá".
- [2] EPE, "EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 - Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)," 2021.
- [3] EPE, "EPE-DEE-RE-005/2018-rev1 - Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso," 2019.
- [4] EPE, "EPE-DEE-RE-077/2019-rev0 - Estudo de Suprimento à Região de Gurupi," 2019.
- [5] "Nota Técnica EPE/PR/03/2020 – Mapeamento de possibilidades para o aumento da segurança do suprimento de energia elétrica a Macapá e localidades interligadas".
- [6] EPE, "EPE-DEE-RE-105/2015-rev2 - Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus," 2019.
- [7] EPE, "EPE-DEE-NT-019/2020-r0 - Análise de viabilidade Técnica para a Conexão de 1 GW de Geração Adicional no Sistema de Manaus," 2020.
- [8] EPE, "EPE-DEE-NT-001/2021-r0 - Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados do Amazonas," 2021.

8 EQUIPE TÉCNICA

- Bruno Scarpa Alves da Silveira
- Igor Chaves
- Luís Felipe Froede Lorentz
- Marcelo Willian Henriques Szrajbman
- Marcos Vinícius G. da Silva Farinha
- Maria de Fátima de Carvalho Gama
- Paulo Fernando de Matos Araujo
- Vinícius Ferreira Martins

9 ANEXO 1 – Conjunto de Empreendimentos Planejados que ainda não entraram em operação

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados nos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins, ou que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que está representado nos casos base do Plano Decenal 2030.

9.1 Expansão do Estado do Amapá

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Jurupari EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Laranjal do Jari	2023

9.2 Expansão do Estado do Amazonas

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230/138 kV Parintins	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ 1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2023
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 101,8 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2023
LT 230 kV Mauá 3 - Manaus, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 3.85 km - Trecho Aéreo Circuito Simples 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Trecho Subterrâneo	2024
SE 230/138 kV Jorge Teixeira	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
LT 230 kV Lechuga - Tarumã, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 9.3 km - Trecho Aéreo Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 3.2 km - Trecho Subterrâneo	2026
SE 230/138 kV Tarumã	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2026
SE 230/138 kV Lechuga	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Mauá 3	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/69 kV Presidente Figueiredo	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Parintins	3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SECC LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, C1, na SE Presidente Figueiredo	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2026
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027
SE 230/138 kV Tarumã	3º ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027
SE 500/230 kV Lechuga	4º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2028
SE 230/138 kV Parintins	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2028
SE 500/230 kV Lechuga	5º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ 5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2030

9.3 Expansão do Estado do Maranhão

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 230 kV São Luís II - São Luís III, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 36 km	2021
LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 35 km - Terreno Firme Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 65 km - Áreas Inundáveis	2021
LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 5 km	2021
SE 230/69 kV Caxias II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021
SE 500/230/69 kV São Luís IV	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2021
SECC LT 230 kV Peritoró - Coelho Neto, C1, na SE Caxias II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2021
SECC LT 230 kV UTE Porto do Itaqui - São Luís II, C1, na SE São Luís IV	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2021
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2022
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022
SE 230/69 kV São Luís III	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024
SE 230/69 kV Chapadinha II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026
SE 230/69 kV Coelho Neto	3º TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3Φ	2026
SE 230/69 kV Balsas	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026
SE 500 kV São Luís II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 45 MVar 1Φ	2026

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230/69 kV São Luís IV	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2026
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2030
SE 800 kV CC Graça Aranha	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2030
SE 500 kV Presidente Dutra	Realocação Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2030
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C2, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2030
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2030

9.4 Expansão do Estado do Pará

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2021
LT 500 kV Serra Pelada - Xingu, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Xingu	2021
LT 230 kV Marituba - Utinga, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12,15 km	2021
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2021
LT 230 kV Vila do Conde - Tomé-Açu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 120 km	2021
SE 500 kV Serra Pelada	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1Φ	2021
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ 1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 MVar 3Φ	2021
SECC LT 230 kV Vila do Conde - Miltônia, C1, na SE Tomé-Açu	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 1 km	2021
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2021
LT 500 kV Serra Pelada - Integradora, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 65 km	2022
SE 230/138 kV Castanhal	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 500/138 kV Serra Pelada	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2022
SE 500/230 kV Jurupari	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2022
SE 500/230 kV Integradora	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2022
LT 230 kV Oriximiná - Juruti, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 137,8 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Oriximiná Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2023
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 101,8 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2023
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2023
LT 500 kV Tucuruí II - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 380 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 63 MVar 1Φ // SE Marituba	2023
SE 500/230 kV Oriximiná	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2023
SE 230/138 kV Juruti	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2023
SE 230/69 kV Jurupari	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2023
LT 230 kV Cláudia - Cachimbo, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 278,0 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cachimbo 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cláudia	2025
LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 227 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Cachimbo 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Novo Progresso	2025
SE 230/138 kV Novo Progresso	1º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ 2º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ	2025

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230 kV Cachimbo	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2025
SE 500/230 kV Xingu	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026
SE 500/230/69 kV Marituba	2º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2026
SE 230/138 kV Xinguara II	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Itacaiúnas	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2026
LT 230 kV Xingu - Altamira, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 61 km	2027
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 187 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Transamazônica Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Tapajós	2027
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2028
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2029
SE 500/230/69 kV Marituba	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2030
SE 500/230/69 kV Marituba	Compensador Estático, 500 kV, (-100/200)Mvar	2030
LT 230 kV Transamazônica - Rurópolis, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 146 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ // SE Rurópolis	2031
SE 230/138 kV Tapajós	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2031
SE 230 kV Rurópolis	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2031
SE 230/69 kV Vila do Conde	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2032
SE 500/230/69 kV Marituba	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Guamá	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Guamá	5º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Miramar	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Utinga	5º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032

9.5 Expansão do Estado do Roraima

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 315,2 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Equador Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Boa Vista	2027*
SE 500/69 kV Equador	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA 1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ	2027*
SE 500/230 kV Boa Vista	1º e 2º ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3Φ Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	2027*
SE 230/69 kV Boa Vista	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027*
SE 500/230 kV Boa Vista	3º ATF 500/230 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	2027*
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027*

*** A interligação Boa Vista – Manaus e obras associadas estão representadas nos casos do PD a partir do ano 2027, mas em decorrência das complicações do licenciamento a data será revista.**

9.6 Expansão do Estado do Tocantins

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2021
SE 500/138 kV Colinas	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 60 MVA 1Φ	2021
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Gilbués II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2021
LT 230 kV Dianópolis II - Palmas, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 266 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Palmas	2024

LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 244 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Barreiras II	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 254 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Gurupi	2024
SE 230/138 kV Dianópolis II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ 1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 MVar 3Φ	2024
SE 500/230 kV Gurupi	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1Φ	2024
SE 500/230/138 kV Gurupi	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Palmas	3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027