

|                                                                                   |                            |                                                           |                          |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------|
|  | <b>REGISTRO DE REUNIÃO</b> |                                                           | Data:<br><b>3/7/2025</b> |
|                                                                                   | <b>Tema:</b>               | 5ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Norte |                          |
|                                                                                   | <b>Local:</b>              | Microsoft Teams                                           |                          |
|                                                                                   | <b>Horário:</b>            | 09h00 – 11h00                                             |                          |

**Participantes:** listados ao final

## Pauta

A reunião teve por objetivo apresentar:

1. Estudos Finalizados
2. Diagnóstico regional – PDE2034
  - a. Cenários Analisados
  - b. Dados de Carga
  - c. Pontos de Destaque
  - d. Recomendações
3. Estudos em Andamento
4. Programação de Estudos – 2025
5. Assuntos Gerais

## Registros

### ➤ **Abertura**

- 1) Na abertura da reunião, o Superintendente Thiago Dourado, da Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, deu as boas-vindas, agradeceu a presença de todas as empresas e entidades participantes, e passou os pontos da pauta da reunião.
- 2) Em seguida, o consultor Rafael Mello, da Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da EPE, parabenizou a equipe e reforçou a importância da reunião anual dos GETs para troca de informações e aumento de sinergia entre a EPE e todos os demais agentes do setor.

### ➤ **Estudos Finalizados**

- **EPE-DEE-RE-078/2023-rev0 – Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense**
  - 1) Solução para sobrecarga em linhas de transmissão, linhas em final de vida útil;
  - 2) Recomendação de desativações, mudança na conexão do consumidor Heineken, e novas linhas de transmissão;
  - 3) As obras provavelmente serão no leilão de transmissão de outubro/2025.

- **EPE-DEE-NT-022/2024-rev0 – Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA**
  - 1) Solução para conexão dos sistemas isolados de Nhamundá, Faro e Terra Santa;
  - 2) Recomendada a interligação dessas localidades via 138 kV, aumento da capacidade de transformações;
  - 3) Aguardando emissão de Portaria MME autorizando o enquadramento na sub-rogação da CCC.
- **NT-ONS-DPL-0060/2025 – EPE-DEE-NT-047/2024-rev0 – Premissas e Critérios de Planejamento para o Atendimento ao Estado do Amazonas**
  - 1) Alinhar previamente premissas e critérios de operação e planejamento para definição da solução estrutural;
  - 2) Facilitar a compatibilização das obras recomendadas.
- **NT-ONS-DPL-0034-2025 – EPE-DEE-NT-023/2025 – Avaliações de Reforços na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista**
  - 1) Avaliação conjunta entre EPE e ONS sobre a expansão da capacidade de transformação 230/69 kV da SE Bola Vista;
  - 2) Reforços propostos aumentam a confiabilidade e resiliência da região até o ano de 2036;
  - 3) Obras incluídas no POTEE 2025 em consulta pública.

➤ **Diagnóstico Regional – PDE 2034**

- A EPE apresentou as premissas relacionadas à matriz de geração, cenários e patamares de carga;
- Em seguida, a equipe da EPE apresentou os resultados encontrados no Diagnóstico para os estados da região Norte:
- **Estado de Roraima**
  - 1) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista a partir de 2028 em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos transformadores. Solução já definida: implantação do 4º TR 230/69 kV, conforme EPE-DEE-NT-023-2025;
- **Estado do Amapá**
  - 2) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Macapá III em situação de contingência a partir de 2039. Acompanhar a evolução do carregamento dessa transformação nos próximos ciclos do Plano Decenal;

- 1) Dificuldade para controle de tensão a partir de 2036 na contingência das LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 ou C2, Laranjal do Jari – Macapá III C1 ou Macapá – Macapá III C1

- **Estado do Amazonas**

- 1) O diagnóstico apontou sobrecarga na transformação 230/138 kV das SE Manaus, Tarumã, Jorge Teixeira, Lechuga, bem como sobrecarga na transformação 230/69 kV das SE Manaus e Porções II, e na transformação 500/230 kV das SE Lechuga, além de sobrecarga no capacitor série da LT 500 kV Lechuga – Silves, Silves – Oriximiná.
- 2) Também foi identificada dificuldade para controle de tensão a partir de 2035 quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Oriximiná – Silves, ou da LT 500 kV Lechuga – Silves ou em condição normal de operação e dificuldade para controle de tensão na malha de 230 kV de Manaus a partir de 2038, seja em condição normal de operação ou em contingência de algum circuito.
- 3) A solução para todos esses problemas será definida no âmbito de estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá”, que se encontra na fase de emissão de relatório.

- **Estado do Pará**

- 1) O diagnóstico apontou sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari em 2039, durante contingência. A solução será indicada no âmbito de estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá”, que se encontra na fase de emissão de relatório.
- 2) Também foi identificada sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Tucuruí a partir de 2030 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois autotransformadores. Solução: implantação do 3º autotransformador de 100 MVA, já incluído no POTEE.
- 3) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Xinguara II a partir de 2030 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois autotransformadores. Solução Indicativa: implantação do 3º autotransformador de 150 MVA, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia). O ONS ressaltou que verifica essa sobrecarga em 2029 e o MUST contratado justifica a implantação de um novo ATF.
- 4) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Santa Maria a partir de 2030 nos cenários 2 e 3, patamares de carga máxima diurna e noturna, na contingência de um dos dois transformadores. Questionou-se à distribuidora se a carga está correta pois o MUST não justificaria o valor do carregamento e que seja verificado para o próximo ciclo esse carregamento. ONS comentou que a obra de distribuição que transfere cargas não está concluída e que teve vários remanejamentos de Santa Maria 69 kV para 138 kV (a partir de 2029).

- 5) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Altamira a partir de 2031 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos três transformadores, onde o MUST não justifica o valor do carregamento. Recomendação: revisão da projeção de carga da distribuidora.
- 6) A LT 230 kV Integradora - Xinguara, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2032 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um desses circuitos. Solução Indicativa: implantação do C3, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia).
- 7) A transformação 230/69 kV da SE Guamá apresenta sobrecarga na contingência de um dos três transformadores, a partir de 2035 nos cenários 1 e 2, e a partir de 2037 no cenário 3. Solução Indicativa: implantação do quarto transformador 230/69 kV na SE Guamá, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará).
- 8) A transformação 230/69 kV da SE Utinga apresenta sobrecarga na contingência de um dos quatro transformadores, a partir de 2035 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna. Solução Indicativa: implantação do quinto transformador 230/69 kV na SE Utinga, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará).
- 9) A LT 230 kV Castanhal – Santa Maria, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2037 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um dos dois circuitos dessa LT. Recomendação: acompanhamento nos próximos ciclos do PDE.
- 10) A transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde apresenta sobrecarga em 2038 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois transformadores. Solução Indicativa: implantação do terceiro transformador 230/69 kV na SE Vila do Conde, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-41/2012-rev1 (Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu 2015-2029). ONS comentou que detecta sobrecarga em Vila do Conde em 2027. Solicitou-se que a distribuidora revise essa carga, destacando que o mercado enviado seja coerente entre os informados para ONS e EPE de forma que não haja discrepância. A Equatorial Pará informou que as sobrecargas de Tucuruí e Vila do Conde são associadas a usinas do Marajó, destacando que as divergências de carga deverão ser sanadas com a realização desse estudo. A EPE então sugeriu que não fosse recomendado o 3º transformador até que solução seja definida com a finalização do estudo de atendimento à Ilha do Marajó.
- 11) Sobrecarga no capacitor série do circuito da LT 230 kV Castanhal – Vila do Conde, em 2038 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante contingência do banco de autotransformadores da SE Marituba 500/230 kV. Solução Indicativa: implantação do segundo banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Marituba, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará).
- 12) Com relação ao controle de tensão, a partir de 2028, observam-se subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – MOP (Mineração Onça Puma). A partir de 2031, registra-

se dificuldade para controle de tensão na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu (cenário 3). A partir de 2031, registra-se dificuldade para controle de tensão na contingência de uma das LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde C1, Tucuruí II – Vila do Conde C1, C2 e Tucuruí II – Marituba C1. A EPE comentou que com o aumento de carga previsto para a região, está planejando a realização de um estudo para a região. O representante da Vale ressaltou a dificuldade de aumento das cargas por problemas de tensão e se colocou à disposição para ajudar no estudo. Disse ainda que tem previsão de aumentar cargas em toda a região de Carajás.

- 13) A partir de 2035, seriam verificadas subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguara II. Solução Indicativa: implantação do C3 da LT 230 kV Integradora – Xinguara II, obra essa já recomendada pelo Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia (EPE-DEE-RE-061/2014-rev1).
- 14) A partir de 2037 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência da LT 230 kV Transamazônica – Tapajós II (cenário 3). Solução Indicativa: implantação da LT 230 kV Transamazônica – Tapajós II C2, obra essa já recomendada pelo Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso.

- **Estado do Maranhão**

- 1) O diagnóstico apontou sobrecarga na transformação da SE Imperatriz a partir de 2033 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna e sobrecarga na transformação 500/230 kV na contingência do banco de autotransformadores de 600 MVA. Recomendação: acompanhar a evolução do carregamento dessa transformação nos próximos ciclos do Plano Decenal.
- 2) Também foi identificada sobrecarga na transformação 230/69 kV na contingência de um dos três transformadores existentes. Solução: 4º TR 230/69 kV SE Imperatriz (ReA 3019/2024).
- 3) A transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III apresenta sobrecarga no último ano do horizonte (2039) no cenário 1, patamar de carga máxima diurna, durante a contingência de um dos dois autotransformadores. Solução Indicativa: implantação do terceiro banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Santa Luzia III, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA).

- **Estado do Tocantins**

- 1) O diagnóstico apontou sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Palmas apresenta sobrecarga na contingência de um dos dois autotransformadores, a partir de 2028. Além disso, a sobrecarga também está presente a partir de 2037 em regime normal. Solução Indicativa: implantação do 3º banco autotransformador, recomendado pelo Estudo de Suprimento a Palmas (EPE-DEE-DEA-3/2013-rev2. Solicitou-se que a Energisa TO reavalie os dados de mercado pois detectou-se um crescimento muito elevado da carga.

- 2) A LT 230 kV Lajeado - Palmas, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2036 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um desses circuitos. Recomendação: acompanhar a evolução do carregamento dessa LT nos próximos ciclos do Plano Decenal.
- 3) A partir de 2037 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Lajeado – Palmas (cenários 1 e 3). Recomendação: acompanhar a evolução da carga na região nos próximos ciclos do Plano Decenal.

➤ **Estudos em andamento e programação de estudos proposta para 2025**

• **Estudos em andamento**

- 1) Estudo de Atendimento à Ilha de Marajó
  - Motivação: Grande extensão territorial atualmente atendida via rede de distribuição longa e problemas de subtensão na rede 138 kV atendida pela SE Tucuruí;
  - Objetivos: Avaliação de solução estrutural para os problemas encontrados no atendimento à região da Ilha do Marajó, no Pará, e transformações de fronteira sob sua influência (Tucuruí 230/138 kV e Vila do Conde 230/69 kV).
- 2) Avaliação do controle de tensão na região Norte considerando equipamentos em final de vida útil
  - Objetivos: Avaliar equipamentos de compensação reativa variável em final de vida útil e o controle de tensão da região.
  - Data de Conclusão: 03/2026
- 3) Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá
  - Objetivos: Eliminar a necessidade de geração térmica para perdas duplas da Rede de 500 kV partindo da SE Xingu. Indicar um novo Ponto de Suprimento 500 kV em Manaus. Garantir o atendimento ao mercado com padrões de qualidade e confiabilidade.
  - Estudo em fase final de elaboração.
- 4) Avaliação da integração elétrica Brasil-Venezuela após interligação de Roraima ao SIN
  - Premissa: Solução que viabilize a plena utilização da LT existente Boa Vista – Santa Elena (Importação/Exportação);
  - Objetivo: Viabilizar a operação elétrica segura da interligação após a conexão de Roraima ao SIN.

## Programação de estudos proposta para 2025

A EPE apresentou a programação de estudos prevista para o ano de 2025:

| Estudo                                                                                           | Problemas que serão endereçados                                                                                                                                       | Status       | Data Início | Data Término |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|--------------|
| Avaliação da integração elétrica Brasil-Venezuela após interligação de Roraima ao SIN            | <ul style="list-style-type: none"><li>Determinação 300ª Reunião CMSE</li></ul>                                                                                        | EM ANDAMENTO | -           | JUL/2025     |
| Avaliação do controle de tensão na região Norte considerando equipamentos em final de vida útil  | <ul style="list-style-type: none"><li>Fim de vida útil equipamentos de controle de tensão em SEs da região Norte</li></ul>                                            | EM ANDAMENTO | MAI/2025    | MAR/2026     |
| Estudo de Atendimento à Ilha de Marajó                                                           | <ul style="list-style-type: none"><li>Problemas de subtensão rede 138 kV da Equatorial-PA</li><li>Altos carregamentos transformação 230/69 kV Vila do Conde</li></ul> | EM ANDAMENTO | ABR/2025    | DEZ/2025     |
| Solução Estrutural para Resiliência do Atendimento a Estados da Região Norte: Parte II - Roraima | <ul style="list-style-type: none"><li>Eliminação da necessidade de despacho térmico por confiabilidade</li></ul>                                                      | A INICIAR    | AGO/2025    | JUL/2026     |

### ➤ Assuntos Gerais

- 1) Mateus da Roraima Energia disse que iniciou um estudo para avaliação da rede 69 kV no estado de Roraima e perguntou sobre as tratativas do estudo da Venezuela e sobre compartilhamento de informações. Rafael esclareceu que essas informações devem ser repassadas para EPE e ONS e deverá ser agendada uma reunião para isso.
- 2) Luiz Nunes da Vale perguntou sobre como incluir o estudo de Onça Puma nos estudos da EPE. Rafael respondeu que vai levar o pleito ao MME para uma possível inclusão desse estudo na programação.
- 3) Jorge Honda da Amazonas Energia registrou a importância do estudo de Manaus para o estado do Amazonas. Ressaltou que a alternativa deve ter a melhor resiliência e ambiental, com visão mais ampla do que somente o foco elétrico. Rafael informou que todas essas questões foram avaliadas no estudo cuja minuta foi compartilhada com a Amazonas Energia.
- 4) Thais do MME informou que seguindo os trâmites usuais, a Amazonas Energia deve assinar o CUST das novas subestações de fronteira para licitação das obras, 6 meses antes do leilão.

### ➤ Encerramento

Não havendo comentários adicionais, Rafael da EPE agradeceu a presença e a contribuição de todos, destacando a importância da reunião para o processo de planejamento da transmissão executado pela EPE.

## Participantes

| Nome completo                        | Instituição            | E-mail                                   |
|--------------------------------------|------------------------|------------------------------------------|
| Jorge Lima Honda                     | Amazonas Energia       | jorge.honda@amazonasenergia.com          |
| Daniel Luiz Azevedo Oliveira         | ANEEL                  | Danieloliveira@aneel.gov.br              |
| Flaviane De Carvalho Macedo          | ANEEL                  | flavianemacedo.esplanada@aneel.gov.br    |
| José Antônio Fabbrini Marsiglio      | ANEEL/SCE              | josemarsiglio@aneel.gov.br               |
| Daniel Siqueira                      | CCEE                   | daniel.siqueira@ccee.org.br              |
| Luiz Henrique Lima Carvalho          | CEA Equatorial         | luiz.l.carvalho@equatorialenergia.com.br |
| Lucas Gomes De Araujo                | EDP Renováveis         | lucas.gomes@edp.com                      |
| Pedro Aleixo Ferreira Brandini       | Eletrobras Eletronorte | pedro.brandini@eletrobras.com            |
| Tales Oliveira Santos                | Energisa               | tales.santos@energisa.com.br             |
| João Paulo Carvalho Corrêa           | Energisa GT            | joaopaulo.correa@energisa.com.br         |
| Graziela Matos De Jesus              | Energisa Tocantins     | graziela.matos@energisa.com.br           |
| Johab Santana Da Silva               | Energisa Transmissão   | johab.silva@energisa.com.br              |
| Alexandre Duarte                     | Engie                  | alexandre.duarte@engie.com               |
| Fatima Gama                          | EPE                    | fatima.gama@epe.gov.br                   |
| Igor Chaves                          | EPE                    | igor.chaves@epe.gov.br                   |
| Luiz Felipe Froede Lorentz           | EPE                    | luiz.lorentz@epe.gov.br                  |
| Marcelo Willian Henriques            | EPE                    | marcelo.henriques@epe.gov.br             |
| Marcos Farinha                       | EPE                    | marcos.farinha@epe.gov.br                |
| Matias Halmenschlager Hubert         | EPE                    | matias.hubert@epe.gov.br                 |
| Rafael De Carvalho Caetano           | EPE                    | rafael.caetano@epe.gov.br                |
| Rafael Theodoro Alves E Mello        | EPE                    | rafael.mello@epe.gov.br                  |
| Renan Gonzaga Silva Dos Santos       | EPE                    | renan.santos@epe.gov.br                  |
| Vinicius Ferreira Martins            | EPE                    | vinicius.martins@epe.gov.br              |
| Yan Ricardo Damasceno Rangel         | EPE                    | yan.rangel@epe.gov.br                    |
| Luiz Fernando Lopes Viana            | EQUATORIAL MARANHÃO    | luiz.viana@equatorialenergia.com.br      |
| Eduardo Henrique Perdigão Müller     | Equatorial Pará        | eduardo.muller@equatorialenergia.com.br  |
| Finn Ytterli                         | Hydro                  | finn.ytterli@hydro.com                   |
| Arthur Wanderley Ferreira Dos Santos | ONS                    | arthur.wanderley@ons.org.br              |
| Ilthon Pereira                       | ONS                    | ipereira@ons.org.br                      |
| Júlio César Cândido Vieira           | ONS                    | julio.vieira@ons.org.br                  |
| Mateus Lopes Lima                    | ONS                    | mateus.lima@ons.org.br                   |
| Luiz Ramos Costa Neto                | Roraima Energia        | luiz.neto@roraimaenergia.com.br          |
| Matheus Lemos Moraes                 | Roraima Energia        | matheus.moraes@roraimaenergia.com.br     |
| César Augusto Torres Bezerra         | Roraima Energia        | cesar.bezerra@roraimaenergia.com.br      |
| Adriano Alessandre Emmert Merguizo   | VALE S.A.              | adriano.merguizo@vale.com                |
| Luiz Cláudio Teixeira Nunes          | VALE S.A.              | luiz.nunes@vale.com                      |