



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### ATA DE REUNIÃO

#### **CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO** **ATA DA 301<sup>a</sup> REUNIÃO (Ordinária)**

Data: 05 de fevereiro de 2025

Horário: 15h00

Local: Sala de Reunião Plenária do MME – 9º andar

Participantes: Lista Anexa

#### **1. ABERTURA**

1.1. A 301<sup>a</sup> Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. Gentil Nogueira Sá Júnior, que agradeceu a presença de todos e conduziu a reunião a pedido do Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, que estava ausente em função de outros compromissos. Dessa maneira, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme agenda de trabalho proposta.

#### **2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN**

2.1. O ONS realizou apresentação destacando que, no mês janeiro/2025, as bacias da Região Sul apresentaram uma diminuição no volume de precipitação, enquanto nas bacias dos rios São Francisco, Tocantins, Xingu, Tapajós, e no trecho boliviano da bacia do Madeira se verificou um aumento, com ocorrência de totais superiores à média climatológica.

2.2. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de janeiro/2025 foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (98% da Média de Longo Término – MLT), Sul (70% da MLT) e Nordeste (82% da MLT). O subsistema Norte apresentou condições hidroenergéticas mais favoráveis, registrando 108% da MLT. Para o SIN, a ENA foi de 95% da MLT.

2.3. Ao final do mês de janeiro/2025, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 62%, 61%, 70% e 80% da Energia Armazenada máxima – EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 64%. Foi ressaltado a melhora nas condições de suprimento de energia elétrica em janeiro/2025, o que permitiu a redução da necessidade de despacho termelétrico e o aumento da exportação de excedentes.

2.4. Em janeiro/2025, 93% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. No dia 21/1, houve recordes de geração instantânea fotovoltaica no SIN e no Sudeste/Centro-Oeste com montantes de 36.364 MW às 11h53min e 19.132MW às 11h54min, respectivamente. Também houve recorde de geração fotovoltaica em base diária no SIN e no Sudeste/Centro-Oeste com montantes de 12.293 MWmédios e 6.693 MWmédios, respectivamente.

2.5. Ocorreram, ainda, recordes de demanda instantânea e carga média em base diária, no SIN, em 22/1. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, houve recorde de carga média em base diária.

2.6. O Operador relatou os seguintes intercâmbios internacionais de energia elétrica, modalidade comercial:

a) exportação para a Argentina em 23 dias de janeiro, com valor máximo de 2.007 MW, sendo o fluxo médio mensal de 369 Megawatt-médios (MWmed); e

b) exportação para o Uruguai em 7 dias de janeiro, com valor máximo de 471 MW, sendo o fluxo médio mensal de 24 MWmed.

2.7. Além da geração termelétrica, a recente recuperação de armazenamento nas hidrelétricas e o período de cheias também poderão permitir que excedentes hidrelétricos sejam exportados.

2.8. O ONS destacou que os testes para avaliar a interligação entre o Sistema Isolado de Boa Vista/RR e a Venezuela foram realizados entre os dias 13 e 17 de janeiro de 2025 e apontaram para a necessidade de continuidade das avaliações técnicas.

2.9. As novas avaliações entre o ONS e o operador do sistema elétrico venezuelano, Corpoelec, foram iniciadas no dia 1º de fevereiro de 2025, com duração de 96 (noventa e seis) horas, sendo a previsão de término no dia 6 de fevereiro de 2025.

2.10. Considerando as informações relatadas pelo ONS quanto aos testes da interligação Brasil-Venezuela, o CMSE deliberou, complementarmente ao item (ii) da deliberação sobre o tema ocorrida na 300ª Reunião do CMSE:

**Deliberação:** O ONS deverá, até a próxima reunião do CMSE, apresentar os resultados dos testes da interligação Brasil-Venezuela, bem como realizar novos testes, se necessários, na condição operativa em que não leve a qualquer corte de carga (sem atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, em Roraima) na eventual perda dessa interligação. Eventuais novos testes seguirão as diretrizes aplicáveis ao período de testes conforme deliberação sobre o tema ocorrida na 300ª Reunião do CMSE.

2.11. Dando prosseguimento, o ONS informou que, no dia 22 de janeiro de 2025, às 22h31, ocorreu o bloqueio automático do 2º Bipolo de Belo Monte (LT 800 kVcc Xingu - Terminal Rio). Houve tentativas de retorno dos polos um e dois, sem sucesso. Foram identificadas sete torres avariadas, sendo que quatro foram ao chão, devido a condições climáticas excepcionais com chuva intensa e ventos fortes. A Transmissora declarou a previsão de retorno em 9 de fevereiro de 2025, conforme cadastrado no SGI-OP nº 4.358-25.

2.12. Com a ocorrência no Bipolo, houve impacto para o escoamento da geração da UHE Belo Monte, sendo necessário realizar o controle do carregamento de forma a evitar sobrecarga entre as Subestações Xingu e Tucuruí.

2.13. A carga média de janeiro/2025 foi de 82,9 GWmed, correspondendo aumento de 4,2% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.14. Em janeiro/2025, a estatística do ONS sobre as perturbações da Rede Básica apresentou um evento com corte de carga superior a 500 MW, em São Paulo, e nenhuma ocorrência que superasse 1.000 MW de corte de carga.

2.15. As perturbações na Rede Básica ocorridas no mês de janeiro/2025 com corte de carga maior ou igual a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, foram: em 04/01 no estado do Amazonas, com corte de carga de 316 MW e duração de 129 minutos; em 04/01 no estado do Rio Grande do Sul, com corte de carga de 113 MW e duração de 60 minutos; em 05/01 no estado de São Paulo, com corte de carga de 120 MW e duração de 358 minutos; em 07/01 no estado de São Paulo, houve três ocorrências, com cortes de carga de 215, 253 e 106 MW, e duração de 19, 33 e 73 minutos, respectivamente; em 11/01 no estado de São Paulo, com corte de carga de 587 MW e duração de 8 minutos; em 27/01 no estado do Rio de Janeiro, com corte de carga de 239 MW e duração de 18 minutos; e em 30/01 no estado do Minas Gerais, com corte de carga de 109 MW e duração de 73 minutos.

2.16. Para o mês de fevereiro/2025, de acordo com o cenário inferior, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todos os subsistemas. Nesse cenário menos favorável, a previsão para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte é de 64%, 39%, 69% e 87% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 67% da MLT, sendo o 8º menor valor para o mês de um histórico de 95 anos.

2.17. No cenário superior (mais favorável), ainda em fevereiro, as condições de ENA previstas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte são de 87%, 70%, 94% e 110% da MLT, respectivamente. Em relação ao SIN, os resultados dos estudos de vazão indicam condições de afluência

prevista de 91% da MLT, sendo o 35º menor valor para um histórico de 95 anos.

2.18. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de fevereiro, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 66,8%, 53,7%, 77,4% e 82,9% da EARmáx nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 72,9%, 74,7%, 82,3% e 94,8% da EARmáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 68,6% da EARmáx, para o cenário inferior, e 75,8% para o cenário superior.

2.19. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de fevereiro a julho/2025, as condições de afluências no SIN variam entre 70% e 98% da MLT. Se confirmadas as condições do limite superior, a ENA será classificada como a 42ª maior do histórico de 95 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior, a ENA do SIN será classificada como o 3º menor valor do referido histórico.

2.20. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que, ao final de julho/2025, os armazenamentos podem variar entre 64,4% e 89,2% da EARmáx. No cenário inferior, observa-se manutenção dos armazenamentos ao longo do período úmido, mantendo-se na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o horizonte, mesmo nessa condição inferior de afluências.

2.21. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação – CMO atingindo R\$ 250/MWh em fevereiro, com valores decrescentes ao longo do horizonte. Há indicação de descolamento de CMOs entre os subsistemas em fevereiro e março, em função dos excedentes energéticos previstos no Norte. Porém, em função do atendimento às curvas semi-horárias de carga, valores distintos de CMO e de despacho térmico poderão ser determinados, ao longo do mês, na etapa de Programação Diária da Operação.

2.22. Com relação ao atendimento à potência, existe a previsão da necessidade de alocação de geração térmica adicional ao longo de todo o horizonte, porém não há projeção de invasão da reserva operativa – RO nos cenários avaliados.

### **3. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**

3.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro, tendo informado que a expansão verificada para o mês janeiro de 2025 foi de 1.351 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 107,7 km em linhas e transmissão e 760 MVA de capacidade de transformação.

3.2. Para 2025, há a expectativa da expansão alcançar 9.950 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.790 km de linhas de transmissão e 12.735 MVA de capacidade de transformação.

3.3. Na apresentação, foi enfatizada a entrada em operação comercial no mês de janeiro/25 dos seguintes empreendimentos de geração: UTE Suzano RRP (MS) – 384 MW, UTE Auxiliadora Powertech (AM) – 1,3 MW, UTE Bazan (SP) - 75 MW, PCH Lúcia Cherubim (PR) – 18,7 MW, UFV Complexo Assu Sol (RN) – 171,6 MW.

3.4. Sobre a UTE GNA II, a ANEEL informou que os testes continuam em andamento. A previsão de entrada em operação comercial da usina foi mantida em 15/08/2025.

3.5. Em relação à UTE Portocém I, a ANEEL informou um avanço físico da obra de 33% e a previsão de entrada em operação comercial da usina se manteve em 02/08/2026.

3.6. Sobre a transmissão, a ANEEL destacou a entrada em operação comercial da LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá C1 e C2 (BA), LT 230 kV Mauriti II – Milagres C1 (CE), LT 230kV Bom Nome – Mauriti II C1 (PE/CE) assim como 1 TR de 345 kV e 2 TR de 230 kV.

3.7. A agência também apresentou a situação dos contratos de concessão da Transmissora MEZ Energia (MEZ 6 a 10), cujos Termos de Intimação (TI) foram emitidos. As empresas já apresentaram suas manifestações cuja análise encontra-se em andamento pela ANEEL.

3.8. A ANEEL mostrou monitoramento das usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos. Atualmente, existem 6 usinas em implantação nos Estados do Amapá, Pará e Roraima, que totalizam 74,2 MW, e 82 projetos de interligação previstos para os Estados

do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

3.9. Em relação aos projetos de interligação de sistemas isolados, a Agência destacou a situação da localidade de Humaitá/AM. Trata-se de trecho de LD em 138 kV (Nova Caladinho/Humaitá) com 210 km de extensão que aguarda emissão de Licença Prévia pelo Ibama.

3.10. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 1ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 23 de janeiro de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia – MME por meio do Ofício-Circular nº 3/2025 – SFT/ANEEL.

#### 4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Inicialmente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou os resultados de 2024, com destaque para a quantidade de agentes associados (16.121); migrações de cargas (26.834); recursos envolvidos nos processos de importação (R\$ 384 milhões) e exportação (R\$ 168 milhões de compensação à conta bandeira); montante acionado no programa de resposta da demanda (62 MWm; 42.325 MWh).

4.2. Além disso, a CCEE apresentou os resultados dos valores movimentados em 2024, informando que foram liquidados R\$ 46,6 bilhões em diversas áreas, com destaque para: o mercado de curto prazo, que movimentou R\$ 14,45 bilhões (considerando liquidação do ciclo até novembro de 2024); a Conta de Energia de Reserva, com R\$ 11,12 bilhões. A movimentação total no ano na Câmara alcançou R\$ 85,63 bilhões.

4.3. Foram destacadas, ainda, movimentações nas contas setoriais sob gestão da CCEE, as quais somaram R\$ 39,09 bilhões, sendo R\$ 37,8 bilhões destinados à CDE (desse montante, R\$ 11,32 bilhões relacionados à Conta de Consumo de Combustível – CCC) e R\$ 1,23 bilhão para a Conta Reserva Global de Reversão - RGR.

4.4. Posteriormente, a CCEE apresentou a previsão da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de dezembro de 2024.

4.5. Segundo a CCEE, a previsão da contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 2,23 bilhões, sendo R\$ 1,12 bilhão (50,3%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,11 bilhão (49,7%) relativos ao efeito de liminar do *Generation Scaling Factor* – GSF.

4.6. Do valor de R\$ 1,12 bilhão: i) foram liquidados R\$ 919,28 milhões (81,8%), sendo que 25% (R\$ 228,68 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 204,58 milhões (18,2%) correspondem a valores não pagos.

4.7. Ainda sobre o MCP, a Câmara detalhou dados sobre o acompanhamento da calamidade no Rio Grande do Sul, que em termos de inadimplência apresentou-se pouco significativa.

4.8. Em seguida, a CCEE apresentou os resultados das importações e exportações, destacando que no mês de janeiro de 2025 não houve importação comercial. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que foram exportados 401 MWmédios / 298 GWh, sendo integralmente exportados para a Argentina, totalizando R\$ 9,3 milhões para compensação à Conta Bandeiras.

4.9. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), a CCEE informou que no mês de janeiro foram exportados 12 MWmédios, sendo 45% para a Argentina e 55 % para o Uruguai, gerando um benefício ao Mecanismo de Realocação de Energia de R\$ 0,6 milhão.

4.10. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), a CCEE apresentou o histórico durante o ano de 2024 e informou que no mês de janeiro de 2025, considerando dados preliminares, foram reduzidos 126 MWmédios a um preço médio de negociação de R\$ 788/MWh, gerando um valor de R\$ 2,08 milhões recebidos pelos participantes via Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Houve a participação de 4 unidades consumidoras em dois dias do mês (negociação nos 20 e 24/01).

4.11. A Câmara ainda informou que o programa de resposta da demanda com o Produto Disponibilidade, considerando dados preliminares, em janeiro de 2025 (4 dias – 20 a 22 e 24/01) contou

com a participação de 4 unidades consumidoras tendo uma redução de demanda de 93 MWmédios nos horários de ponta, gerando uma receita fixa de R\$ 1,9 milhão para as unidades consumidoras participantes, recebida via ESS.

4.12. Com relação ao ESS, a CCEE informou que em novembro/2024 o valor foi de R\$ 374,7 milhões. No mês de dezembro/2024, o valor ficou em R\$ 151 milhões. Para o mês de janeiro/2025 o valor atingiu R\$ 140,3 milhões, considerando estimativas preliminares, sem considerar serviços anciares e compensação síncrona. O ESS observado apresentou redução devido à melhora das vazões observadas desde o início do período úmido, sendo observado ESS principalmente na segunda quinzena do mês, devido à geração termelétrica por restrição elétrica e por *unit commitment* associado ao atendimento da ponta de carga líquida e a indisponibilidade do bipolo Xingu Terminal Rio. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de janeiro de 2025 é equivalente a R\$ 2,34/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 2,6% a 3,8% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,6% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

4.13. A Câmara atualizou a projeção do PLD – SE/CO para diferentes cenários. A CCEE também apresentou uma análise dos Ambientes de Contratação (ACR e ACL). Com relação ao ACR, foram abordados temas como balanço energético do ACR e contratação das distribuidoras de uma forma mais detalhada. Já com relação ao ACL, foram apresentados temas como o balanço de oferta e demanda desse ambiente.

4.14. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de janeiro/2025 mostram que há 131 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 25.362 unidades consumidoras associadas. Além disso, informou que 13.224 consumidores já aderiram ao ACL com 42.225 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 67.587 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, há 22 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.169 associados.

4.15. A CCEE apresentou, ainda, o acompanhamento das migrações entre janeiro de 2024 e janeiro de 2025. Em janeiro de 2025, foram concluídas 3.016 migrações. A Câmara informou que, em 2023, ocorreram 7.397 migrações, enquanto em 2024 esse número saltou para 26.834, representando um aumento de 262% em relação ao total registrado em 2023.

4.16. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 71,3 GWmédios consumidos até dezembro de 2024, 61% pertencem ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), enquanto 39% são do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

## 5. ASSUNTOS GERAIS

- **Relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021**

5.1. A Secretaria Nacional de Energia Elétrica – SNEE do MME informou que foi concluída a elaboração do Relatório de lições aprendidas no enfrentamento da situação de escassez hídrica excepcional vivenciada no período 2020/2021, em atendimento à recomendação tratada pelo item 9.1.2 do Acórdão nº 1567/2022-TCU-Plenário.

5.2. O trabalho foi resultado do grupo de trabalho, sob a coordenação da SNEE/MME, contando com a participação do ONS, da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, da CCEE e das demais Secretarias do MME que compõem o CMSE.

5.3. Foram tratadas as 28 principais medidas adotadas no período, resultando em 117 propostas de aprimoramento, muitas das quais já implementadas. Cabe registrar que parte das lições aprendidas já resultaram em importantes aprimoramentos em prol da garantia da segurança eletrонergética do País.

5.4. O relatório será apresentado ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, conforme recomendação do TCU.

- **Monitoramento das Indisponibilidades na Rede Básica e das Melhorias do Back-to-Back (Btb),**

## para Atendimento ao Sistema Rondônia/Acre

5.5. Durante a 282<sup>a</sup> Reunião do CMSE, realizada em 18 de setembro de 2023, foi apresentada a gravidade da indisponibilidade dos dois transformadores 230/138 kV da SE Castanhal, no estado do Pará, havendo riscos de corte de carga em caso de perda de um transformador 230/69 kV da SE Santa Maria ou perda de circuito da LT 230 kV Santa Maria - Castanhal.

5.6. Em razão disso, a SNEE/MME, a ANEEL e o ONS, de forma coordenada, atuaram junto à Transmissora Castanhal para realizar ações a fim de mitigar os riscos identificados, adotando arranjos especiais, elaboração de plano de ações, antecipações de obras, além de outras medidas.

5.7. Tal atuação conjunta resultou no retorno à operação do primeiro transformador TR1 da SE Castanhal no dia 12 de maio de 2024. O segundo transformador TR2 foi reenergizado no dia 7 de janeiro de 2025.

5.8. Com o retorno dos transformadores nas condições de planejamento da subestação, houve o encerramento dos riscos à operação, e, portanto, foi finalizado o monitoramento diferenciado que vinha sendo realizado pelo MME em relação à SE Castanhal.

5.9. Adicionalmente, durante a 291<sup>a</sup> Reunião do CMSE, realizada em 8 de maio de 2024, foi apresentada uma das ações de melhoria da confiabilidade e da segurança eletroenergética no atendimento aos estados do Acre e de Rondônia, que consiste na implantação da operação da UHE Jirau com o *Back to Back* na condição *Stand Alone*.

5.10. A SNEE/MME, a ANEEL e o ONS executaram ações para acompanhar a implantação do empreendimento, sendo que os esforços conjuntos permitiram a inclusão desse no monitoramento diferenciado da ANEEL e do MME. O reator de barra RB1 (500 kV, 150 Mvar) entrou em operação no dia 4 de outubro de 2024, e o segundo reator de barra RB2 (500 kV, 150 Mvar) entrou em operação no dia 28 de novembro de 2024.

5.11. Com a implantação da UHE Jirau com *Back-To-Back* na condição *Stand Alone*, e com a mitigação dos riscos envolvidos à operação do subsistema Rondônia/Acre, em especial em períodos de baixa afluência do rio Madeira, foi finalizado o monitoramento diferenciado que vinha sendo realizado pelo MME em relação ao sistema Sistema Rondônia/Acre.

### • Fórum Técnico Setorial

5.12. A SNEE/MME convidou os demais membros do CMSE para participar do Fórum Técnico Setorial, com o objetivo de discutir a atuação integrada, para a prevenção de incidentes em ativos do setor elétrico, otimizando a segurança das infraestruturas de transmissão de energia elétrica, em especial para ampliar a segurança nos grandes eventos recepcionados pelo País.

5.13. O evento está agendado para 7 de fevereiro de 2025 e conta com a participação, além de instituições do setor elétrico, do Ministério da Justiça e Segurança Pública, do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, das associações do segmento de transmissão de energia elétrica e das concessionárias de transmissão.

**GENTIL NOGUEIRA SÁ JÚNIOR**  
Secretário-Executivo do CMSE

### **LISTA DE PARTICIPANTES**

NOME	ÓRGÃO
Fernando Colli	MME
Gentil Nogueira de Sá Junior	MME

Igor Souza Ribeiro	MME
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Márcio Rea	ONS
Elisa Bastos	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Maurício de Souza	ONS
Reinaldo C. Garcia	EPE
Joaquim Gondim	ANA
Antônio Henrique Vaz Santos	ANP
Ludimila Lima da Silva	ANEEL
Alessandro Cantarino	ANEEL
Giácomo Bassi Almeida	ANEEL
Júlio Cesar Rezende Ferraz	ANEEL
Esilvan Cardoso	ANEEL
Rafael Ervilha Caetano	ANEEL
Vitor Correia Lima santos	ANEEL
Bruno Goulart	ANEEL
José Afonso de Alburquerque	MME
Isabela Vieira	MME
Fabiana Cepeda	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Victor Protázio da Silva	MME
Bianca M <sup>a</sup> M. de Alencar Braga	MME
Raquel Nascimento Marques	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Rogério Guedes	MME
Rogério Reginato	MME
Edson Thiago Nascimento	MME

Fabiana Nunes Lara De Souza	MME
Nelson Simão de Carvalho	MME
Edmar Fernandes	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Marcela F. Checchia	MME
Karina Araújo Souza	MME
Mariana F C de Azevedo	MME
Alexandra L. Sales	MME
Kelly Lopes	MME
Pedro Coutinho	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Veronica Sousa	MME
Lucas Carvalho	MME
Christiany Faria	MME
Adriano da silva	MME
Carolina Garcia Medeiros	ONS
Elusa Moreira Barroso Brasil	ONS
Setsuko Eugenia Kodama	ONS
Renata Crusius dos Santos	ONS
Cadmo Costa Oliveira	PT/DF

## ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 301 <sup>a</sup> CMSE (SEI nº 1017387)
Anexo 2:	Nota Informativa 301 <sup>a</sup> Reunião do CMSE (SEI nº1017390)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Geração 301 <sup>a</sup> Reunião (SEI nº 1012732)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Transmissão 301 <sup>a</sup> Reunião (SEI nº 1012743)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 06/03/2025, às 10:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1024880** e o código CRC **8A0CFAD9**.

---

Referência: Processo nº 48300.000099/2025-58

SEI nº 1024880