



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 309ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 13 de agosto 2025

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 309ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi iniciada pelo Secretário-Executivo Adjunto, Sr. Fernando Colli Munhoz, que expressou agradecimentos pela presença dos participantes e conduzida pelo Secretário Nacional de Energia Elétrica Substituto, Sr. Frederico de Araújo Teles. Este último assumiu a presidência da reunião, a pedido do Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, que se encontrava ausente devido a compromissos previamente agendados. Assim, procedeu-se com as deliberações relatadas a seguir, conforme a pauta de trabalho estabelecida.

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

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realizou apresentação destacando que, em julho/2025, ocorreu precipitação nas bacias da região Sul e dos rios Tietê e Grande, de forma isolada, na segunda quinzena do mês. Acrescentou que a precipitação foi inferior à média histórica em todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia elétrica no SIN. Ademais, informou que a atuação de massas de ar frio, no decorrer do mês, ocasionou declínio de temperatura nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

2.2. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de julho/2025, foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, e acima da média no subsistema Sul. Foram verificados 80%, 112%, 46% e 66% da Média de Longo Termo – MLT para o Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, a ENA foi de 83% da MLT.

2.3. Ao final do mês de julho/2025 foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 63%, 84%, 65% e 93% da Energia Armazenada máxima – EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 66%.

2.4. Em julho/2025, 85% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recordes de geração fotovoltaica no subsistema Norte, em base horária com 2.219 MW médios, às 12h do dia 26/07, e em base mensal com 629 MW médios. Houve recorde de geração eólica no subsistema Sul, em base horária com 2.065 MW médios, às 19h do dia 31/07.

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

- a) exportação para a Argentina em 30 dias de julho, com média mensal de 1.525 MWmed;
- b) a) exportação para o Uruguai em 19 dias de julho, com média mensal de 88,61 MWmed; e
- c) a) importação da Venezuela em todos os dias de julho, com fluxo médio mensal de 7,35 MWmed.

2.6. A carga média de julho/2025 no SIN foi de 74,8 GWmed, correspondendo a queda de 1,4% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.7. Em julho de 2025, as principais perturbações com corte de carga igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, ocorreram: em 02/07, afetando o estado de Minas Gerais, como corte de carga de 267 MW, com duração de 34 minutos; e em 04/07, afetando o estado de Roraima, com corte de carga de 154 MW e duração de 61 minutos.

2.8. Para o mês de agosto/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 73%, 64%, 48% e 64% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 68% da MLT, sendo o 7º menor valor para o mês de um histórico de 95 anos.

2.9. Ainda para agosto, considerando o cenário mais positivo, as previsões de ENA são: 86%, 111%, 48% e 63% da MLT, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, os resultados apontam para condições de afluência de 87% da MLT, sendo o 36º menor patamar para um histórico de 95 anos.

2.10. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de agosto, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 58%, 71%, 60% e 90% da EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 59%, 83%, 60% e 90% da EARMáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 61% da EARMáx, para o cenário inferior, e 62% da EARMáx, para o cenário superior.

2.11. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de agosto/2025 a janeiro/2026, as condições de afluências no SIN variam entre 68% e 101% da MLT. Se confirmada a condição do limite superior de ENA, essa será classificada como a 41ª maior do histórico de 95 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior de ENA, o SIN será classificado como a 3º menor valor do referido histórico.

2.12. Para o SIN, os estudos prospectivos com relação aos próximos seis meses mostram que, ao final de janeiro/2026, os armazenamentos podem variar entre 46,8% e 55,9% da EARMáx. Observa-se deplecionamento típico do período seco, mas com os armazenamentos permanecendo na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o horizonte.

2.13. As defluências nas UHEs Jupia e Porto Primavera serão avaliadas durante o mês de agosto/2025, considerando o atendimento à carga e o uso dos demais reservatórios do SIN para atendimento da ponta.

2.14. O ONS também apresentou a expectativa de comportamento das faixas operativas (normal / atenção) dos reservatórios do SIN, considerando o atendimento às Resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, até janeiro/2026. Destaca-se a UHE Sobradinho, que aparece na faixa de Operação de Atenção em todo o horizonte.

2.15. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam que o Custo Marginal de Operação – CMO no Sudeste/Centro-Oeste pode variar entre R\$ 230/MWh e R\$ 615/MWh, com valores equalizados em todos os subsistemas. Observa-se que, 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.

2.16. Com relação ao atendimento de potência, existe a necessidade de despacho adicional elevado de geração termelétrica ao longo de todo o horizonte, com possibilidade de invasão da Reserva Operativa – RO, em novembro e dezembro/2025. Havendo necessidade, poderão ser avaliadas flexibilizações das regras operativas referentes às UHEs São Francisco e Itaipu, contribuindo para o atendimento à ponta, o que reduz de forma significativa a invasão da RO nos referidos meses.

2.17. O ONS apresentou proposta inicial de metodologia para elaboração de curva de referência para o subsistema Sul, que visa garantir disponibilidade nesse subsistema para atendimento de potência do SIN nos meses de outubro, novembro e dezembro (até o dia 15). Segundo essa metodologia, ao final da primeira quinzena de dezembro, o armazenamento do Sul deve estar em, pelo menos, 30% da EAR_{máx}. O Operador disse que realizará refinamento da metodologia, contemplando simulação individualizada dos aproveitamentos hidrelétricos, com vistas a posterior apresentação ao CMSE.

2.18. O ONS salientou que no domingo de “Dia dos Pais”, início de agosto/2025, houve excesso de geração solar combinado com carga muito baixa no SIN, tendo sido uma situação desafiadora para o controle da operação do sistema elétrico, demonstrando um dos novos desafios que a operação do sistema elétrico passou a enfrentar.

3. APRESENTAÇÃO DO PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA (PEN)

3.1. O ONS apresentou as principais informações constantes da 1ª Revisão Quadrimestral do Plano da Operação Energética – PEN 2025 (ciclo 2025-2029). Dentre elas, destacam-se:

- Previsão de crescimento da carga do SIN de 14,1%, entre 2025 e 2029 (aprox. 3,4% a.a.);

- A geração solar fotovoltaica centralizada e MMGD é atualmente a segunda fonte de geração em termos de capacidade instalada do SIN, podendo chegar a 88 GW de capacidade instalada em 2029 (correspondendo a 32,9% da matriz elétrica);

- Participação da Micro e Minigeração Distribuída – MMGD na matriz elétrica, atingindo 64,1 GW em 2029 (cerca de 23,9% da capacidade instalada de geração do SIN);

- Com relação à flexibilidade operativa, foi informado que as amplitudes diárias de geração hidrelétrica têm crescido em função da maior participação das fontes eólica e solar na matriz elétrica. Em 2025 (até 30/04), a amplitude máxima atingiu 44,1 GW, sendo que em 8 dias houve amplitudes superiores ao máximo registrado em 2024. Estima-se que essas amplitudes continuarão aumentando, podendo alcançar valores superiores a 50 GW em 2029;

- Critérios de Suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE:

- a) em termos de energia, os critérios são plenamente atendidos; e

- b) em termos de potência, verificou-se: violação do CVaR_{5%}(PNS) a partir de 2026; e violação da LOLP também a partir de 2026.

3.2. Na análise energética, verificou-se que os cenários de sensibilidade estudados neste PEN, com evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), conduzem à violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao CVaR_{10%} (CMO), em 2028 (sensibilidade 2) e 2029 (sensibilidades 1 e 2), em todos os subsistemas.

3.3. Na análise de potência, verificou-se que para os cenários de sensibilidade avaliados neste ciclo, os índices associados ao critério geral de suprimento de potência sofrem aprofundamento da violação em todo o horizonte de avaliação.

3.4. Nas discussões, a EPE mencionou a possibilidade de utilização de armazenamento de energia locacional, para tratar fluxo reverso.

4. RESULTADOS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DURANTE O EVENTO DOS BRICS

4.1. O ONS apresentou os resultados da operação do sistema elétrico durante o evento do BRICS.

4.2. Adicional às preparações do sistema elétrico para o grande evento, o Operador informou que participou da reunião preparatória na cidade do Rio de Janeiro, realizada em 3 de julho, e que, no período de 4 a 7 de julho de 2025, esteve presente no Centro Integrado de Comando e Controle – CICC.

4.3. Para garantir a continuidade do abastecimento eletroenergético, no período do evento, foram bloqueadas as intervenções que implicavam corte ou risco de corte de carga em subestações que atendem à cidade do Rio de Janeiro. Ressaltou-se, ainda, que durante a realização da reunião dos BRICS não foram registradas ocorrências que afetassem o fornecimento de energia elétrica na área de influência do evento.

5. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

5.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro informando que a expansão verificada para o mês julho de 2025 foi de 106 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 0 km em linhas de transmissão e de 475 MVA de capacidade de transformação.

5.2. Desde o início do ano houve um incremento de 4.436 MW de capacidade instalada centralizada de geração, 1.314,6 km de linhas de transmissão e 5.137 MVA de capacidade de transformação.

5.3. Para 2025, há a expectativa de expansão de 9.345 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.731 km de linhas de transmissão e 12.055 MVA de capacidade de transformação.

5.4. Na expansão da geração, destacaram a entrada em operação comercial dos seguintes empreendimentos de geração: PCH Fundãozinho - 22 MW (MS), CGH Garcia de Angelina - 2 MW (SC), EOL Kairós Wind 6 - 40,5 MW (CE), UFV Pedro Leopoldo 1 - 45 MW (MG).

5.5. Em relação à UTE Novo Tempo Barcarena, informaram que a usina apresenta avanço físico de 95%, que o trafo foi energizado e estão em tratativas para iniciar testes com sincronismo em agosto. A Data de Tendência de Operação Comercial da usina é 23/11/2025.

5.6. No que se refere à UTE Portocém I, a ANEEL informou que o avanço físico das obras está em 68%. Destacou a montagem mecânica das turbinas 23 e 24 e do gerador 24. A previsão de entrada em operação comercial da usina se manteve em 02/08/2026.

5.7. Sobre a transmissão de energia elétrica, a ANEEL informou que no mês julho não ocorreu a entrada em operação comercial de Linhas de Transmissão. Destacaram a entrada em operação dos seguintes transformadores: TR 345/88 kV Miguel Reale TR5 SP; TR 230/13,8 kV Porto Alegre 6 TR3 RS.

5.8. Apresentaram informações sobre o avanço das obras da Interligação Manaus – Boa Vista, assim como um cronograma de energização inicial estimado para ocorrer em três dias. Considerando o atual estágio, indicaram possibilidade de operação comercial em setembro/2025.

5.9. Sobre a conexão da SE Olindina 2 230/69 kV em TAP simples na LT 230 kV Cícero Dantas / Alagoinhas II, informaram que a conclusão dos testes de energização e tomada de carga ocorreu em 12/08/2025.

5.10. A Agência mostrou o monitoramento das usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos, enfatizando que atualmente, existem duas usinas em implantação nos Estados do Amapá e Roraima, que totalizam 64,5 MW e 63 projetos de interligação com sub-rogação, previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

5.11. Com relação à situação de interligação das localidades com sub-rogação, foi destacado que o IBAMA realizou vistorias no traçado da linha de transmissão e no terreno da subestação Humaitá. O processo segue em análise no IBAMA e possíveis novas exigências poderão ser formalizadas junto ao empreendedor. Após a emissão da Licença de Instalação estima-se em cerca de 18 meses o prazo para a conclusão das obras. Sobre esse assunto, foi destacado como ponto de atenção a correspondência CTA DT Nº 005 2025, de 04 de julho de 2025, na qual a AME solicita que seja levado ao conhecimento do CMSE a dificuldade na obtenção de Licença Prévia junto ao IBAMA, mesmo após ter cumprido todas as exigências legais necessárias.

5.12. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos

empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 7ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 17 de julho de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 50/2025 – SFT/ANEEL.

6. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1. A Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) apresentou a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) referente à contabilização de junho de 2025.

6.2. Segundo a CCEE, a contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 3,29 bilhões, sendo R\$ 2,2 bilhão (66,9%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,09 bilhão (33,1%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor (GSF).

6.3. Do valor de R\$ 2,2 bilhões: i) foram liquidados R\$ 2,11 bilhões (96,1%), sendo que 24,81% (R\$ 523,26 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 85,84 milhões (3,9%) correspondem a valores não pagos.

6.4. Em seguida, a CCEE mostrou os resultados das importações e exportações, destacando que, em 2025 (janeiro a julho), não houve importação comercial.

6.5. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em maio foram exportados 45 MWmédios / 33,4 GWh, sendo 36% para a Argentina e 64% para o Uruguai, não havendo compensação à Conta Bandeiras. No mês de junho, a exportação atingiu a marca de 863 MWmédios / 621 GWh, sendo 99% para a Argentina e 1% para o Uruguai, totalizando R\$ 5,7 milhões para compensação à Conta Bandeiras. Para o mês de julho, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 1.594 MWmédios / 1.186 GWh, sendo 98% para a Argentina e 2% para o Uruguai, totalizando R\$ 18,7 milhões para compensação à Conta Bandeiras.

6.6. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), foi informado que no mês de maio, a exportação alcançou 1,03 MWmédios, sendo integralmente para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,23 milhão ao MRE. Para o mês de junho não houve exportação desta modalidade. Já no mês de julho, considerando dados preliminares, houve uma exportação de 63 MWmédios, sendo 23% para a Argentina e 77% para o Uruguai, totalizando um benefício ao MRE de R\$ 9,6 milhões.

6.7. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), as informações são de que no mês de maio de 2025 foram reduzidos 7 MWmédios. Para o mês de junho não houve redução. Em julho, considerando dados preliminares, foram reduzidos 9 MWmédios com um preço médio de negociação de R\$ 220/MWh.

6.8. A Câmara ainda informou sobre o programa de resposta da demanda com o Produto Disponibilidade, mostrando que em novembro de 2024 (4 dias – 07, 12, 19, 21/11) houve uma redução de 113 MWmédios nos horários de ponta, contando com a participação de 4 unidades consumidoras recebendo uma receita fixa de R\$ 1,7 milhão. Em dezembro de 2024 (4 dias – 01, 03, 09, 17/12) a redução atingiu 108 MWmédios nos horários de ponta, participando 4 unidades consumidoras com uma receita fixa de R\$ 1,9 milhão. Para janeiro de 2025 (4 dias – 20 a 22 e 24/01) a Câmara informou que houve a participação de 4 unidades consumidoras, tendo uma redução de demanda de 97 MWmédios nos horários de ponta, gerando uma receita fixa de R\$ 1,9 milhão para as unidades consumidoras participantes.

6.9. Com relação ao ESS, tem-se que em maio/2025, o valor ficou em R\$ 83,2 milhões. No mês de junho/2025, o valor atingiu R\$ 77,7 milhões. Para o mês de julho/2025, com base em estimativas preliminares, o valor atingiu R\$ 39,9 milhões. Não foram estimados ESS por serviços ancilares e compensação síncrona. Destaca-se a redução do ESS em razão da melhora das condições hidrológicas na região Sul, reduzindo a necessidade de despacho termelétrico por segurança energética.

6.10. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de julho de 2025 é equivalente a R\$ 0,74/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 0,31% a 0,35% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,4% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

6.11. A Câmara atualizou as projeções do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para a região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) considerando diferentes cenários e apresentou adicionalmente,

estimativas de acionamento das bandeiras tarifárias.

6.12. Mais adiante, a CCEE fez 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.

6.13. A CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de julho/2025 mostram que há 137 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 35.420 unidades consumidoras associadas. Informou que 13.347 consumidores já aderiram ao ACL com 44.164 unidades consumidoras, concluindo que esses dois grupos somados representam 79.584 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, ressaltou que há 22 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.320 associados.

6.14. Em seguida, a CCEE mostrou o acompanhamento das migrações. Em julho de 2025, foram concluídas 1.604 migrações, sendo 1.279 com representação varejista e 325 auto representados.

6.15. Acrescentou que entre janeiro e julho de 2025, foram concluídas 15.436 migrações, enquanto no mesmo período de 2024, esse número foi de 13.455, representando um aumento de 15% no período.

6.16. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 70 GW médios consumidos em junho de 2025, 56,3% pertencem ao ACR, enquanto 43,7% são do ACL.

7. ATENDIMENTO A SISTEMAS ISOLADOS

7.1. Foi tratada a situação do atendimento ao distrito de Crepurizão, no Estado do Pará. A empresa BBF foi vencedora do Leilão de Suprimentos para os Sistemas Isolados nº 3/2021, assumindo a obrigação de implantar a UTE BBF Crepurizão, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com previsão de início da operação comercial em 1º de abril de 2023. O empreendimento, entretanto, não foi implantado, circunstância que levou a Aneel a revogar a respectiva outorga em fevereiro de 2025.

7.2. Considerando a ausência de alternativa imediata para o atendimento da população local e os riscos associados à descontinuidade no fornecimento de energia elétrica, foi reconhecido o caráter emergencial da situação. Nessa perspectiva, deliberou-se recomendar ao Ministério de Minas e Energia a adoção de medida específica, nos termos do art. 9º do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que possibilite a contratação de solução provisória para assegurar o suprimento energético da localidade até que sejam implementadas soluções estruturantes definitivas.

8. ASSUNTOS GERAIS

· Avaliação de Empreendimentos sob o Decreto nº 8.437/2015

8.1. A Secretaria Nacional de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia submeteu ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) a pauta intitulada “*Avaliação de Empreendimentos quanto à Caracterização do § 3º do Artigo 3º do Decreto nº 8.437/2015*”. A proposta decorre de questionamentos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) acerca do encerramento das ações que justificaram o avocamento do licenciamento ambiental, originalmente conduzido pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD), para os empreendimentos abaixo listados:

- LT 230 kV Janaúba - Araçuaí e Subestações Associadas;
- LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco e SE Associada;
- LT Pirapora – Sarzedo – Itabira e Subestações Associadas;
- LT 345 kV Itutinga – Jeceaba – Itabirito 2; e

- SE Janaúba 3 - Compensadores Síncronos(*)

(*) Não integram o Lote A do Edital de Leilão nº 005/2015 e, portanto, não se enquadram no escopo da Deliberação da 160ª Reunião do CMSE, de 08/10/2015.

8.2. Essa medida foi motivada pelo cumprimento integral das etapas previstas no cronograma de implantação, com a superação das fases de maior risco de atrasos e impactos à continuidade e segurança do suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN).

8.3. O CMSE verificou a necessidade de uma análise mais detalhada das implicações jurídicas do ato de delegação dos empreendimentos à Secretaria Estadual do Meio Ambiente e Desenvolvimento do estado de Minas Gerais (SEMD) optando por postergar a decisão final e incluir o tema na pauta em uma reunião futura do conselho, para assegurar uma avaliação técnica e legal mais robusta.

· **Interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional**

8.4. Considerando os avanços relacionados à Linha de Transmissão Manaus - Boa Vista e a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional – SIN, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE solicitou a realização de reunião técnica específica para tratar do atendimento eletroenergético da capital.

· **Nova Lei endurece penas para crimes contra o setor elétrico e telecomunicações**

8.5. O MME informou que foi sancionada a Lei nº 15.181, de 28 de julho de 2025, originada do Projeto de Lei nº 4.872/2024, com vetos parciais, que aumentou as penas para crimes contra infraestruturas críticas, em caso de furto de fios, cabos e equipamentos, roubo, receptação qualificada e interrupção de serviços essenciais, além de prever sanções a empresas de telecomunicações que utilizarem equipamentos de origem ilícita.

8.6. A legislação está alinhada às discussões do Grupo Técnico Setorial Temático, coordenado pelo MME e o Ministério da Justiça e Segurança Pública – MJSP, e reforça a prioridade do governo federal em proteger as infraestruturas críticas e garantir a continuidade do fornecimento de energia no país, por meio de atuação integrada entre o setor elétrico e os órgãos de segurança pública.

FREDERICO DE ARAÚJO TELES

Secretário-Executivo Substituto do CMSE

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Gustavo Ataíde	MME
Fernando Colli	MME
Isabela Vieira	MME
João Daniel Cascalho	MME
Frederico Teles	MME
Leandro Albuquerque	MME
Guilherme Zanetti Rosa	MME

Márcio Rea	ONS
Maurício de Souza	ONS
Christiano Viera da Silva	ONS
Maria Aparecida Martinez	ONS
Carolina Garcia Medeiros	ONS
Renata Crusius	ONS
Thiago Prado	EPE
Reinaldo C. Garcia	EPE
Alexandre Ramos	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Joaquim Gondim	ANA
Rafael Ervilha	ANEEL
Julio Cesar Rezende	ANEEL
Giacomo Francisco	ANEEL
Alessandro Cantarino	ANEEL
Esilvan Cardoso	ANEEL
Carlos Alberto Calisto Mattar	ANEEL
Victor Protázio da Silva	MME
Marcelo Gomes Weydt	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Larissa Damascena da Silva	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Rogério Guedes	MME
Cristiano Trein	MME
Nelson Simão de Carvalho	MME
Gisele dos Santos	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Fabiana Cepeda	MME
Brenner Soares	MME
Alexandra Sales	MME

Leticia Damascena	MME
Maria ceicilene Aragão Martins	MME
Samantha R. A. da Silva	MME
Claudiane Marques Castro	MME
Edson Thiago nascimento	MME
Mauricio de Oliveira Abi Chahin	MME
Leandro Andrade	MME
Verônica e silva Souza	MME
Lucas Carvalho	MME
Claudir Afonso Costa	MME
Guilherme Zanetti Rosa	MME
Júlia R. B. Coelho	MME
André S. Perim	MME
Lorena da Silva	MME
Gustavo Silva de Jesus	MME
Pedro Henrique de S. Santos	MME
Brendon Gonsalves Lopes	MME
João Guilherme Nascimento	MME
Igor Barreto	ONS
Gustavo Rodrigues	ONS
Fábio Cortez	ONS

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 309ª CMSE (SEI nº 1100004)
Anexo 2:	Nota Informativa 309ª Reunião do CMSE (SEI nº 1100365)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão 309ª Reunião (SEI nº1100283)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Geração 309ª Reunião (SEI nº 1100274)



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Secretário Nacional de Energia Elétrica Substituto**, em 09/09/2025, às 16:12, 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, informando o código verificador **1111947** e o código CRC **DF256CF3**.

Referência: Processo nº 48300.001148/2025-70

SEI nº 1111947