



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 283ª REUNIÃO

Data: 04 de outubro de 2023

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 283ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário-Executivo do MME, Sr. Efraim Cruz, que agradeceu a presença de todos e iniciou a reunião a pedido do Ministro de Estado de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, que estava ausente em função de outro compromisso. Dessa maneira, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme agenda de trabalho da reunião.

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

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realizou apresentação sobre as condições de atendimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional – SIN, destacando que, em setembro de 2023, ocorreu intensa precipitação no Rio Grande do Sul, com superação da média histórica nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Taquari-Antas. Nas demais bacias hidrográficas com maior participação de geração hidrelétrica do SIN, predominaram valores inferiores à média histórica.

2.2. O ONS informou que o mês de setembro de 2023 foi marcado por déficit de chuvas na bacia Amazônica, e que a estiagem é mais severa nos estados do Acre, Rondônia, Roraima, Amazonas e Amapá.

2.3. Cabe observar que no interior do Amazonas, onde o atendimento é prioritariamente por geração a diesel, o Ministério de Minas e Energia – MME já tinha agido junto à concessionária de distribuição, desde junho, para garantir a disponibilidade de combustível de cada cidade, e segue monitorando a logística do abastecimento, de forma a garantir o atendimento de energia elétrica. Em agosto, foi encaminhado o Ofício nº 21/2023/CGEN/DDOS/SNEE-MME à Amazonas Energia sobre esse assunto.

2.4. O Operador acrescentou que a situação hidrometeorológica atual da bacia do rio Madeira é crítica, com a verificação de baixas vazões e com tendência de manutenção desse cenário pelo menos até final de outubro deste ano.

2.5. O ONS informou também que, em 1º de outubro de 2023, foram paralisadas as máquinas de cinco pás da UHE Santo Antônio. Essa parada não tem impactos para a segurança energética do SIN. Entretanto, para o sistema Acre/Rondônia, há uma redução do critério de confiabilidade elétrica, conforme consolidado pelo ONS na Carta CTA-ONS DGL 1885/2023, de 10 de outubro de 2023, seguindo solicitação de exposição técnica pelo CMSE.

2.6. Com relação à bacia do Rio Araguari, no Amapá, houve o desligamento das unidades geradoras da UHE Cachoeira Caldeirão em função do atingimento da queda bruta máxima de operação dessas unidades, mantendo em operação as UHEs Coaracy Nunes e Ferreira Gomes, situadas a jusante. O Operador ainda observou que, para o mês de outubro, há o indicativo de redução das vazões naturais na calha do Rio Araguari, o que pode ocasionar o desligamento de outras unidades geradoras de usinas situadas nessa bacia, em alguns períodos do dia.

2.7. Após discussões e avaliações pelos membros do CMSE sobre tais situações na região Norte, foram aprovadas as seguintes deliberações:

2.8. **Deliberação:** Reconhecer a severidade da crise hidrológica de seca na Região Norte do País, observada em 2023, especialmente a situação vivenciada na Bacia do Rio Madeira, com risco de comprometer o atendimento aos estados do Acre e Rondônia, e sugerir à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA que seja reconhecida situação de escassez hídrica na Bacia do Rio Madeira.

2.9. **Deliberação:** Reconhecer a importância das usinas termelétricas Termonorte I e Termonorte II para o atendimento aos Estados do Acre e de Rondônia, no atual cenário de severidade hidrológica da bacia hidrográfica do Rio Madeira, e indicar a necessidade da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do ONS adotarem as medidas necessárias à retomada da disponibilidade das usinas.

2.10. Cabe observar que o ONS motivou a deliberação sobre a importação das usinas termelétricas Termonorte I e Termonorte II por meio da Carta CTA-ONS DGL 1885/2023, de 10 de outubro de 2023, seguindo solicitação de exposição técnica pelo CMSE.

2.11. Ademais, o Operador deverá continuar otimizando o uso de todas as usinas na região, bem como avaliar e adotar outras medidas operacionais cabíveis, com vistas à segurança eletroenergética e minimização do custo de operação do sistema.

2.12. Também houve deliberação relativa à avaliação da resiliência climática de sistemas elétricos.

2.13. **Deliberação:** A Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento - SNTPEP/MME, com apoio técnico da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e do Operador Nacional do Sistema – ONS, deverá coordenar estudos para avaliação da resiliência do sistema elétrico nos estados de Acre, Amapá e Rondônia, visando à sua capacidade de manter o atendimento eletroenergético em futuros cenários de escassez hídrica e cheias extraordinárias nas bacias do Rio Madeira, em Rondônia, e do Rio Araguari, no Amapá, e propor medidas de aprimoramento do planejamento, inclusive a eventual contratação de expansão de geração na região.

2.14. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de setembro/2023, foram verificados valores acima da média histórica apenas no subsistema Sul. A região Sudeste/CentroOeste apresentou 87% da Média de Longo Termo – MLT, o Sul de cerca de 138%, o Nordeste de aproximadamente 70% e o Norte cerca de 73%.

2.15. Para outubro de 2023, de acordo com o cenário inferior de previsões, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todo o Brasil. Para o Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte a previsão é de 61%, 75%, 52% e 57% da MLT, respectivamente. No que diz respeito ao SIN, o estudo indica condições de afluência de 65% da MLT, sendo o 6º menor valor para outubro, de um histórico de 93 anos. No cenário superior, ainda no mês de outubro de 2023, a previsão é de valores de ENA acima da média histórica apenas para o subsistema Sul. As previsões indicam cerca de 82% da MLT para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 122% da MLT para o Sul, 54% da MLT para o Nordeste e 51% da MLT para o Norte. Para esse mês, em relação ao SIN, este cenário de vazão indica condições de afluência prevista de 91% da MLT, sendo o 38º maior valor de um histórico de 93 anos.

2.16. Ao final do mês de setembro, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 72%, 90%, 67% e 72%, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento foi de aproximadamente 73%, sendo a melhor condição de armazenamento verificada no histórico.

2.17. Para o último dia de outubro, a expectativa é de 62,9%, 75,9%, 60,5% e 57,8% da Energia Armazenada máxima – EAR_{máx}, considerando o cenário inferior, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior há a previsão de 65,7%, 91,3%, 60,9% e 57,9% da EAR_{máx}. Para o SIN, os resultados para o fim do mês devem ser de 63,1% da EAR_{máx}, para o cenário inferior, e 66,2%, para o cenário superior.

2.18. Com relação à exportação de excedentes de energia elétrica aos países vizinhos, o ONS destacou que, em setembro, houve a exportação apenas para a Argentina, de 105 MW med de origem termelétrica. Esta exportação de excedentes energéticos do Brasil traz relevantes benefícios a consumidores e agentes do setor.

2.19. O ONS também destacou recordes de temperatura e de carga, tendo informado que às 19h do dia 26 de setembro ocorreu recorde de demanda do SIN no valor de 93.949 MW. Acrescentou que, nos dias 26, 27 e 28 de setembro, em função das elevadas temperaturas, da carga elevada e da condição de geração eólica mais reduzida, os Custos Marginais de Operação – CMO médios atingiram valores da ordem de R\$ 670/MWh.

2.20. No mês de setembro de 2023, foram registradas três perturbações que merecem maior

destaque, pois ocasionaram interrupções de carga de valor igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a 10 minutos, a saber: nos estados da Bahia e Pernambuco, ocorrida no dia 14, com montante de carga interrompida de 126 MW e tempo de recomposição de 64 minutos; no estado de São Paulo, ocorrida no dia 20, com montante de carga interrompida de 715 MW e tempo de recomposição de 14 minutos; e no estado do Rio de Janeiro, ocorrida no dia 23, com montante de carga interrompida de 166 MW e tempo de recomposição de 31 minutos.

2.21. Sobre a ocorrência de 15 de agosto de 2023, que afetou vários estados do País, o ONS informou que está analisando 269 contribuições à minuta do Relatório de Análise de Perturbação – RAP, devendo a versão final desse Relatório ser emitida até o dia 9 de outubro. Observou que, em caso de alguma divergência, uma nova versão poderá ser emitida até o dia 17 de outubro de 2023.

2.22. O ONS mencionou também o acompanhamento que realiza dos equipamentos de transmissão de energia elétrica que estão indisponíveis para a operação sistêmica. Ressalta-se que essas informações são também encaminhadas mensalmente pelo ONS à ANEEL, tendo em vista as competências de atuação de cada instituição.

2.23. Com relação à avaliação prospectiva, a expectativa é que as condições de afluências do SIN variem entre 59% e 92% da MLT no período de outubro de 2023 a março de 2024.

2.24. Em termos de armazenamentos, os estudos prospectivos apresentados pelo ONS mostram a expectativa de se atingir, para o final do mês de março de 2024, armazenamento no SIN entre 53,2% e 89,3%. Desse modo, há indicação de pleno atendimento tanto em termos de energia quanto de potência em todo o período.

2.25. Considerando o estudo prospectivo de potência (visão dos próximos seis meses), no cenário inferior de EAR, há projeção de necessidade de geração térmica para ponta de demanda, de outubro de 2023 a março de 2024, na ocorrência de cenários de baixa performance eólica e carga elevada. No cenário superior de EAR, tal necessidade seria apenas em outubro e novembro próximos, também nas situações de baixa performance eólica e carga elevada.

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

3.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou a apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro, tendo informado que a expansão verificada em setembro de 2023 foi de aproximadamente 657 MW de capacidade instalada de geração centralizada de energia elétrica.

3.2. Assim, até setembro de 2023, a expansão totalizou 7.576 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 5.093 km de linhas de transmissão e 14.536 MVA de capacidade de transformação.

3.3. Também foi apresentado um detalhamento das usinas em implantação nos sistemas isolados, assim como os projetos de interligação previstos. São 21 usinas em implantação nos Estados do Amapá, Amazonas, Pará e Roraima, que totalizam 118,95 MW, e 36 projetos de interligação previstos para os Estados do Amazonas e Pará a serem executados por 2 distribuidoras.

3.4. Conforme informado na reunião ordinária do mês anterior, as datas de tendência da operação comercial da geração e da transmissão de energia elétrica foram apresentadas pela ANEEL e contemplaram as informações previamente avaliadas em reuniões de monitoramento, agora conduzidas pela Agência. O tema será submetido formalmente ao Conselho Nacional de Política Energética em breve.

3.5. Dessa forma, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme 9ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Geração de 2023, ocorrida em 21 de setembro de 2023, e encaminhou aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 15/2023 – SFT/ANEEL.

3.6. Também homologou as datas de tendência para operação comercial dos empreendimentos de transmissão, conforme 9ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 2023, realizada em 20 de setembro de 2023, que foram encaminhadas aos membros do CMSE pelo mesmo Ofício-Circular nº 15/2023 – SFT/ANEEL.

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Primeiramente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou uma previsão da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de agosto de 2023.

4.2. Segundo essa previsão, será contabilizado um total aproximado de R\$ 1,73 bilhão, sendo R\$ 730 milhões (42,6%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 990 milhões (57,4%) relativos ao Generation Scaling Factor – GSF não repactuado, que se encontra sob efeito de liminar judicial.

4.3. Dos valores de R\$ 730 milhões: i) previsão de que R\$ 643,51 milhões (87,6%) serão liquidados, sendo que 32,8% (R\$ 210,94 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; ii) R\$ 90,73 milhões (12,5%) correspondem a valores não pagos.

4.4. Na sequência, a CCEE apresentou resultados preliminares da exportação de energia elétrica proveniente de geração térmica, destacando que foram exportados 471 MW médios de janeiro a setembro de 2023, sendo que 86% desse montante foram destinados a Argentina. Ressalva-se que os dados de setembro são preliminares (153 MW médios).

4.5. Com relação às informações financeiras dessa exportação, a Câmara ressaltou a compensação de R\$ 105 milhões à Conta Bandeiras paga pelos geradores em razão da exportação térmica (acumulado de janeiro a setembro de 2023).

4.6. Com relação à exportação proveniente de excedentes hidrelétricos, a CCEE informou que em setembro de 2023 não houve exportação nessa modalidade. Porém, ao longo de 2023, houve um benefício acumulado para os geradores pelo vertimento turbinável de R\$ 781 milhões, com um total exportado de 658 MW médios (77% para a Argentina; 23% para o Uruguai).

4.7. A Câmara também apresentou uma análise dos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL). Com relação ao ACR, foram abordados temas como balanço energético do ACR. Já com relação ao ACL, foram apresentados temas como o balanço de oferta e demanda desse ambiente.

4.8. Adicionalmente, a CCEE apresentou uma análise do comportamento do PLD na quinta semana operativa de setembro, demonstrando elevações horárias do preço nos dias 26, 27 e 28, motivadas por elevações significativas da carga nesses dias, relativamente ao dia 25/09. A CCEE alertou o ONS da necessidade de aperfeiçoar os modelos de estimativa de carga na programação diária, para que haja maior aderência entre o previsto e o verificado.

4.9. Por fim, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de setembro de 2023 mostram que há 93 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 2.044 unidades consumidoras associadas. Além disso, há 39 comercializadores varejistas em habilitação. Os dados mostram também que há 36.330 unidades consumidoras no Mercado Livre e que, no mês de setembro de 2023, foram associados 15.017 novos agentes na Câmara.

5. ASSUNTOS GERAIS

5.1. Com relação ao suprimento ao Estado de Roraima, isolado do SIN, o ONS apresentou os estudos considerando a atualização da carga e da demanda máxima de energia prevista para Boa Vista e sistemas conectados, as condições de operação das usinas termelétricas, tendo o CMSE seguido a recomendação e aprovado a terceira revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, de modo a garantir a segurança do atendimento eletroenergético aquele estado, conforme consta da Carta CTAONS DPL 1850/2023, de 6 de outubro de 2023, seguindo solicitação de exposição técnica pelo CMSE.

5.2. Conforme informado pelo ONS, tal revisão é necessária como resposta ao aumento substancial da demanda máxima verificada em 2023 e da revisão das previsões de carga futuras, que indicam um aumento significativo na demanda máxima projetada para o final de 2023 e para o ano 2024.

5.3. A CCEE complementou os estudos realizando uma avaliação dos custos associados à revisão do Plano. Segundo essa avaliação da CCEE, os custos aumentarão em torno de 30%, em relação à revisão 2, atualmente vigente, considerando a receita fixa e o Custo Variável Unitário – CVU por usina até dezembro de 2024.

5.4. Cabe destacar que a revisão 3 do plano de substituição do parque gerador de Roraima ajustou a potência disponível da UTE Floresta, de 40 MW para 35 MW, além de habilitar os 12 MW da UTE Novo Paraíso para desativação imediata.

5.5. Ainda com relação aos estudos, o ONS ressaltou que, ao considerar a carga prevista, adicionalmente, para o ano de 2025, identifica-se risco de déficits no atendimento à demanda máxima de Roraima na indisponibilidade da UTE Jaguarica II, caso não ocorra a contratação de uma reserva de potência sistêmica adicional até a data prevista da interligação de Roraima ao SIN (setembro/2025). Sobre o assunto, destacou-se que o CMSE já deliberou, na 267ª reunião, de 6 de julho de 2022, quanto à necessidade de

realização de estudos adicionais pelo planejamento setorial do MME referentes à reserva de potência sistêmica para atendimento ao sistema elétrico de Roraima.

5.6. **Deliberação:** Aprovar a terceira revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, considerando as condições locais, atuais e previstas, de atendimento à carga e à demanda máxima, assim como as datas atualizadas de entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão nº 01/2019-ANEEL e da integração de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional.

5.7. Na sequência, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA realizou apresentação sobre os Impactos Esperados do Fenômeno El Niño sobre os recursos hídricos da Região Norte do Brasil, com destaque para as consequências negativas ao abastecimento de energia elétrica. Tendo em vista a importância deste assunto, foi acordada a continuação desse acompanhamento nas próximas reuniões do CMSE, enquanto pendurar a escassez hídrica na região.

5.8. Por fim, o CMSE reafirmou seu compromisso com a garantia da segurança e da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no País, no cenário atual e futuro, por meio da continuidade do monitoramento permanente realizado, respaldado pelos estudos elaborados sob as diversas óticas do setor elétrico brasileiro, e com a ação sinérgica e robusta das instituições que compõem o Comitê.

5.9. Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos e determinada a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Gentil Nogueira Sá Júnior, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Efraim Pereira da Cruz	MME
Gentil Nogueira Sá Junior	MME
Fernando Colli Munhoz	MME
Leandro Albuquerque	MME
Fabiana Gazzoni	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Sandoval Feitosa	ANEEL
Hélvio Guerra	ANEEL
Alexandre Ramos	CCEE
Talita Porto	CCEE
Angela Livino	EPE
Thiago Prado	EPE
Luiz Carlos Ciochi	ONS
Elisa Bastos Silva	ONS
Christiano Vieira da Silva	ONS
Claudio Jorge de Souza	ANP
Renata de Araujo Nobre Farias	ANEEL
Elusa Moreira Barroso Brasil	ONS

Anamaria do Prado de Castro	ONS
Marcelo Gomes Weydt	MME
Júlio Cesar Rezende	ANEEL
Victor Protázio da Silva	MME
Larissa Damascena da Silva	MME
Wilson Rodrigues de Melo Jr.	MME
Rogério A. Reginato	MME
Rogério Guedes da Silva	MME
Érica Carvalho de Almeida	MME
Leticia Damascena da Silva	MME
Bruno Augusto Cassiano	MME
Daniel Cardozo de Castro	MME
Verônica S. Sousa	MME
Rita Alves Silva	MME
André Perim	MME
Gustavo Cerqueira Ataíde	MME
Tarita da Silva Costa	MME
Christiany S. Faria	MME
Fabício Dairal C. Lacerda	MME
Reinaldo da Cruz Garcia	MME
Diego Lourenço	MME
Pedro Henrique Milhomen Coutinho	MME
José Affonso de A. Neto	MME
Esilvan Cardoso Santos	ANEEL
Rafael Ervilha Caetano	ANEEL
Jaqueline Godoy	ANEEL
Rodrigo Mendonça	ANEEL
Felipe Calabria	ANEEL
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Alan Vaz Lopes	ANA
Mariana de Assis Espécie	MME

Sonia C. Mariano	MME
Felipe Moraes	MME
Karina Araujo Sousa	MME
Carolina Medeiros	ONS
Ketren Alves Cordeiro	MME
Adriano J. Silva	MME
Marcelo Prais	ONS
Mariana Mota Gomes	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Joaquim Gondim	ANA
Filipe Sampaio	ANA
Igor Souza Ribeiro	MME
Arthur Cerqueira Valério	MME
Andreia Schmidt	MME

Anexo 1:	Nota Informativa -283ª Reunião do CMSE (04-10-2023) (SEI nº 0824959)
Anexo 2:	USINA - 283ª Reunião (04-10-2023) (SEI nº 0824962)
Anexo 3:	Resultado da 9ª Reunião Mensal de Monitoramento da Expansão da Transmissão 283ª Reunião (04-10-2023) (SEI nº 0824968)
Anexo 4:	Visão Geral dos Empreendimentos de Transmissão (SEI nº 0824971)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 07/11/2023, às 09:30, 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://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0824979** e o código CRC **70B8CA99**.