



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### ATA DE REUNIÃO

#### CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

#### ATA DA 287ª REUNIÃO

Data: 10 de janeiro de 2024

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

#### 1. ABERTURA

1.1. A 287ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário Executivo Adjunto do Ministério de Minas e Energia, Sr. Fernando Colli, que agradeceu a presença de todos e deu início à pauta. Posteriormente, o Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. Gentil Nogueira Sá Júnior, incorporou-se à reunião, após desincompatibilizar-se de outros compromissos. Durante a reunião, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme agenda de trabalho.

#### 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 dezembro de 2023, a precipitação foi superior à média histórica nas bacias hidrográficas da Região Sul, resultando em vazões elevadas nas bacias dos rios Uruguai, Iguazu e Jacuí, conforme esperado em anos de El Niño. Nas demais bacias hidrográficas com maior participação de geração hidrelétrica do SIN, as chuvas ficaram abaixo da média, com destaque para a seca na bacia Amazônica.

2.2. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, foram verificados valores acima da média histórica apenas para o subsistema Sul e valores abaixo da média nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, apresentando 209% da Média de Longo Termo – MLT, 59%, 18% e 27%, respectivamente. Foi registrado índice de 65% da MLT na ENA agregada do SIN.

2.3. O Operador também apresentou o comportamento das vazões naturais verificadas e previstas nas UHEs Tucuruí, Pimental e São Manoel, que apresentaram início de tendência de elevação nas vazões naturais no final de dezembro de 2023, porém, as vazões mantiveram-se abaixo da MLT nesse mês. No início de janeiro de 2024, observou-se continuidade desse aumento, porém, com valores ainda abaixo da MLT.

2.4. Para janeiro de 2024, de acordo com o cenário inferior de previsões, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todo o SIN. Para o Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte a previsão é de 54%, 84%, 41% e 36% da MLT, respectivamente. No que diz respeito ao SIN, nesse pior cenário de previsões, o estudo aponta condições de afluência de 52% da MLT, sendo o menor valor para janeiro de um histórico de 94 anos.

2.5. Considerando o cenário superior, ainda no mesmo mês, os valores previstos de ENA continuam abaixo da média histórica para todo o SIN. As previsões indicam cerca de 77% da MLT para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste; 76% para o Sul; 48% para o Nordeste e 54% para o Norte. Em relação ao SIN, este cenário superior de vazões indica condições de afluência prevista de 70% da MLT, sendo o 10º menor de um histórico de 94 anos.

2.6. Ao final do mês de dezembro foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 61%, 91%, 49% e 46% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento foi de aproximadamente 60%, melhor condição registrada desde 2010. Para o

último dia de janeiro de 2024, a expectativa é de 59,8%, 47,2%, 53,7% e 43,2% da EAR<sub>máx</sub>, considerando o cenário inferior. No cenário superior há a previsão de 67,0%, 56,5%, 56,6% e 51,6% da EAR<sub>máx</sub>, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados indicam para o fim do mês 57,0% da EAR<sub>máx</sub>, para o cenário inferior, e 63,7% para o cenário superior.

2.7. O ONS informou que o verão iniciou com precipitação inferior à média histórica no Norte, Nordeste e no Sudeste/Centro-Oeste. Foi observado no mês de dezembro um novo episódio de onda de calor que atingiu as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste entre os dias 14 e 18 de dezembro, com a demanda máxima do SIN atingindo valores acima de 100 GW.

2.8. O ONS acrescentou que, nos dias 2, 3, 4, 8, 17, 18, 19 e 26 de dezembro, em função das elevadas temperaturas, carga elevada e condição de oferta de geração mais reduzida, observou-se a elevação do Custo Marginal de Operação – CMO nos horários de ponta da carga. O maior pico de CMO atingiu valores da ordem de R\$ 395/MWh no dia 18 de dezembro no subsistema SE/CO.

2.9. O Operador informou que houve importação de energia elétrica para atendimento à ponta de carga nas modalidades comercial, emergencial e devolução de energia de oportunidade, chegando a 500 MW. Houve também, exportação em emergência de até 1.000 MW para a Argentina no dia 16/12, após a ocorrência de um temporal com desligamento de linhas de transmissão no sistema argentino.

2.10. No mês de dezembro de 2023, houve registro de três perturbações com interrupções de carga em valor igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a 10 (dez) minutos, nos estados do Ceará, Pernambuco e Minas Gerais.

2.11. 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.

2.12. O Operador também informou sobre a evolução das indisponibilidades críticas de transmissão, citando a indisponibilidade dos dois ATs 230/138 kV da SE Castanha, ocorrida em 27/07/2023. Em razão do ocorrido, a carga atendida por essa subestação foi remanejada integralmente para o setor de 69 kV da SE Santa Maria. Atualmente, a previsão de retorno do TR1 é para 03/06/2024, e do TR2 é para 13/11/2024.

2.13. Este tema vem sendo acompanhado pelas instituições do CMSE com diversas ações em andamento para agilizar ao máximo o retorno dos equipamentos à operação o mais breve possível, para o retorno da condição de segurança eletroenergética na região, conforme debatido em reuniões anteriores do CMSE. O ONS informou também que a distribuidora Equatorial apresentou plano de ação para preservação das cargas prioritárias em caso de contingência, em atendimento às ações mapeadas e em andamento.

2.14. Em termos de armazenamentos, os estudos prospectivos apresentados pelo ONS mostram a expectativa de se atingir, para o final do mês de junho de 2024, armazenamento no SIN entre 49,4% e 82,0%. Para o cenário hidrológico inferior, os resultados do estudo prospectivo até junho de 2024 (modelos NEWAVE e DECOMP) indicam CMOs da ordem de R\$ 200/MWh e 352/MWh, nos meses de abril e maio, respectivamente, bem como despacho térmico acima da inflexibilidade nos meses de abril e maio. Porém, em função do atendimento às curvas semi-horárias de carga, valores mais elevados de CMO e de despacho térmico poderão ser verificados, ao longo do mês, na etapa de Programação Diária da Operação.

2.15. No atendimento à potência, considerando o estudo prospectivo, no cenário hidrológico inferior, há a possibilidade de uso da Reserva Operativa em janeiro de 2024 (e de geração térmica adicional até junho/2024), na ocorrência de cargas elevadas, baixa performance de geração eólica e baixa afluência nas UHEs dos rios Xingu, Madeira e Teles Pires, com necessidade de medidas adicionais para minimizar os impactos para garantir a segurança eletroenergética mesmo nesse cenário pessimista e excepcional, conforme recomendações apresentadas pelo operador descritas a seguir no item “Medidas para o Aumento da Disponibilidade de Recursos Eletroenergéticos ao SIN”.

2.16. Por fim, foram apresentados alguns pontos de destaque do Plano da Operação Elétrica de Médio prazo do SIN – Ciclo 2024 a 2028 (PAR-PEL 2023), que teve seus volumes I e II publicados em 29/12/2023, com expectativa de publicação do volume III e Sumário Executivo ao final de janeiro de 2024. Dentre eles: indicação de crescimento de cerca de 44 GW até 2027 de usinas renováveis com contratos assinados (CUST) e cerca de 16 GW de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), comparado a um crescimento da carga em torno de 11 GW no mesmo período; estimativa de investimento de até 49 bilhões em obras de transmissão, sendo que desse valor 21,7 bilhões foram licitados no último leilão de 15/12/2023; rampas de carga previstas em função apenas da MMGD irão praticamente duplicar de 25 GW em 2024 para 50 GW em 2028, além das pontas de carga se intensificarem no horário noturno, quando serão necessários elevados despachos de geração térmica, trazendo novos desafios para a operação do SIN. Não há atualmente expectativa de gargalos nas grandes interligações para transferência de energia das regiões N/NE para as

regiões SE/CO e Sul, após a entrada em operação das obras licitadas em 2023, em especial o Bipolo Graça Aranha – Silvânia.

## Medidas para o Aumento da Disponibilidade de Recursos Eletroenergéticos ao SIN

2.17. O cenário atual de atraso no aumento das aflúncias da região Norte, em especial nos rios Xingu, Madeira, Tocantins e Teles Pires, tem afetado a disponibilidade de geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas da região, impactando de maneira relevante a contribuição dessas usinas para atendimento eletroenergético do SIN. Não foram vislumbradas dificuldades no suprimento energético. Todavia, com relação ao atendimento à ponta de carga, o ONS destacou que, no limite inferior dos estudos prospectivos, com coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas, haveria necessidade de recursos adicionais, existentes, mas não considerados nos estudos, para evitar o uso da reserva operativa nesses horários do dia.

2.18. Dentre esses recursos adicionais, foram citados: (i) antecipação de despacho de usinas termelétricas que não conseguem iniciar operação em menos de 24 horas (rampas longas); (ii) operação do rio São Francisco para atendimento à ponta; (iii) maximização da disponibilidade de geração e da transmissão; (iii) Resposta da Demanda – RD; (iv) importação de energia elétrica dos países vizinhos; (v) usinas termelétricas a GNL, em configuração de ciclo aberto, e Merchant sem CVU calculado. Destaca-se que tais recursos adicionais estariam disponíveis para o Operador sendo utilizados em situações específicas para atendimento à ponta do sistema, caso necessário, não havendo obrigatoriedade de uso contínuo, nem compromisso ou encargos a priori.

2.19. O ONS informou que, quando necessário, está sendo feita a antecipação de despacho de usinas termelétricas que não conseguem iniciar operação em menos de 24 horas (rampas longas), de modo a prover recursos para o atendimento eletroenergético.

2.20. Com relação à geração hidrelétrica adicional, o ONS informou que poderá utilizar, como último recurso, a disponibilidade das usinas do Sistema Hídrico do Rio São Francisco, nos moldes do art. 18 da Resolução ANA Nº 2.081/2017, com defluências maiores.

2.21. A maximização da disponibilidade de geração e da transmissão, conforme pontuado pelo Operador, se dará pela postergação de intervenções programadas.

2.22. O Operador também informou que tem recebido ofertas de RD para utilização na otimização do atendimento à ponta de carga do SIN. O CMSE reforçou que a participação dos consumidores também se mostra muito importante no processo de otimização eletroenergética do SIN.

2.23. Sobre a importação de energia elétrica dos países vizinhos, o ONS informou que já vem utilizando esse recurso em auxílio ao atendimento à ponta do SIN e otimizando os custos associados, nos moldes do inciso III do art. 4º da Portaria Normativa nº 60/GM/MME, de 29 de dezembro de 2022. Havendo disponibilidade e ofertas competitivas, a importação continuará sendo realizada.

2.24. Especificamente sobre as usinas termelétricas a Gás Natural Liquefeito – GNL, cujo despacho ordinário tem que ser realizado de maneira antecipada pelo Operador, conforme contratos vigentes, foi informada a existência de usinas operacionalmente disponíveis, mas não acionadas em função de suas características de despacho, o que poderia representar recurso eletroenergético adicional para atendimento à ponta de carga do SIN, desde que fossem autorizadas a operar em configuração elétrica com maior flexibilidade operativa.

2.25. Assim, de forma a buscar a viabilização de recursos adicionais para atendimento à ponta, o Comitê solicitou que o ONS, com apoio dos demais membros do CMSE, se articule com:

- Os titulares das usinas termelétricas a GNL, cujo despacho ordinário é antecipado, para despacho excepcional flexível, considerando CVUs compatíveis com essa modalidade e calculados pela ANEEL;
- Os titulares das usinas termelétricas Merchant sem CVU calculado, que não estão atualmente consideradas como recurso disponível para a operação. Para esses casos a ANEEL calculará os CVUs compatíveis, nos termos da Portaria MME nº 64/2023, quando da disponibilização das informações requeridas;
- Os agentes de consumo que ofertam propostas de RD.

2.26. **Deliberação:** o ONS, com apoio dos demais membros do CMSE, deverá se articular com os agentes setoriais de modo a buscar a maximização dos recursos energéticos para atendimento à ponta de carga no mês de janeiro de 2024 ou enquanto perdurar a condição hidrológica desfavorável na região Norte do país, de modo a aumentar a disponibilidade de potência do SIN, garantindo o suprimento eletroenergético

e a otimização dos custos de operação

### **3. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E DA 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 dezembro de 2023 foi de aproximadamente 1.912 MW de capacidade instalada de geração centralizada de energia elétrica, 480,4 km de linhas de transmissão e 1.650 MVA de capacidade de transformação. Assim, até dezembro de 2023, a expansão totalizou 10.324 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 5.961,1 km de linhas de transmissão e 17.345 MVA de capacidade de transformação. No caso da geração centralizada, foi apresentada a previsão de expansão de 10.106 MW em 2024.

3.2. 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 98 projetos de interligação previstos para os Estados do Amazonas e Pará a serem executados por 2 distribuidoras.

3.3. Outra questão importante trazida pela ANEEL foi a situação da UTE Portocém. Segundo notícias, a New Fortress adquiriu o contrato da usina e pretende transferi-lo para empreendimentos termelétricos conectados aos terminais de GNL que a empresa possui no Brasil: Barcarena e Terminal Gas Sul. A New Fortress deverá formalizar o pleito junto à ANEEL.

3.4. 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 12ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Geração de 2023, ocorrida em 14 de dezembro de 2023, e encaminhou aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 27/2023 – SFT/ANEEL.

3.6. Também homologou as datas de tendência para operação comercial dos empreendimentos de transmissão, conforme 12ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 2023, realizada em 14 de dezembro de 2023, as quais foram encaminhadas aos membros do CMSE pelo mesmo Ofício-Circular nº 27/2023 – SFT/ANEEL.

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

4.1. Primeiramente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização realizada em novembro de 2023.

4.2. Segundo a CCEE, foi contabilizado um total aproximado de R\$ 2,13 bilhões, sendo aproximadamente R\$ 1,12 bilhão (52,7%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,01 bilhão (47,3%) relativos ao Generation Scaling Factor – GSF não repactuado, que se encontra sob efeito de liminar judicial.

4.3. Dos valores de R\$ 1,12 bilhão: i) Foram liquidados R\$ 1.072,55 milhões (95,6%), sendo que 18,1% (R\$ 193,7 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; ii) R\$ 49,66 milhões (4,4%) correspondem a valores não pagos.

4.4. Em seguida, a CCEE apresentou os resultados da importação comercial. A energia apurada inclui perdas internas e de rede básica. A Câmara realizou uma análise comparativa apresentando graficamente a importação dos meses de setembro, outubro e novembro de 2023. Em setembro, registrou-se a importação de 3,1 MW médios nos dias 25 e 26, integralmente importada do Uruguai, ao preço médio de R\$ 500,74/MWh, totalizando R\$ 1,1 milhão. Em outubro, a importação de energia atingiu 21,1 MW médios durante os períodos de 3 a 6 e 30 a 31 de outubro, integralmente importada da Argentina, com um preço médio de R\$ 468,55/MWh, totalizando R\$ 7,2 milhões. Já em novembro, a importação de energia atingiu 10,7 MW médios ocorrido nos dias 14, 15, 17 e 18 de novembro, sendo que desse montante importado em novembro, 59% foram advindos da Argentina a um preço médio de R\$ 457,43/MWh, e 41% foram advindos do Uruguai, com um preço médio de R\$ 516,14/MWh, totalizando um valor acumulado da importação em novembro de R\$ 3,3 milhões. O preço médio da negociação de importação de setembro até novembro de 2023 foi de R\$ 483,70/MWh e o valor acumulado da importação nesse período foi de R\$ 11,6 milhões.

4.5. Com relação à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em dezembro de 2023, considerando dados preliminares, não houve exportação. A energia exportada até dezembro de 2023 foi de 354 MW médios (acumulado de janeiro a dezembro de 2023). Deste montante, 86% foram destinados a Argentina e 14% ao Uruguai. Com respeito às informações financeiras da exportação

por geração térmica, a Câmara ressaltou a compensação de R\$ 106 milhões à Conta Bandeiras paga pelos geradores em razão da exportação térmica (acumulada de janeiro a dezembro de 2023).

4.6. Em relação à exportação proveniente de excedentes hidrelétricos, a CCEE comunicou que, em dezembro de 2023, considerando dados preliminares, não houve energia exportada. Destacou que ao longo de 2023 (janeiro a dezembro), essa comercialização gerou um benefício acumulado ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE de R\$ 782 milhões, totalizando uma energia exportada de 490 MW médios (77% para a Argentina e 23% para o Uruguai).

4.7. Com relação aos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), a CCEE apresentou que em dezembro, considerando valores preliminares e apurados com base nos boletins do ONS, o valor preliminar ficou em aproximadamente R\$ 462,2 milhões. Isso se deve ao fato do aumento do consumo, especialmente no horário de pico, associado à intermitência das eólicas, sendo necessário o acionamento das térmicas. Tal valor de ESS é equivalente a R\$ 7,88/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um impacto de 8% a 11% no preço da energia elétrica de dezembro de 2023 no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Considerando esse valor de ESS de dezembro/2023 para os próximos 12 meses, a Câmara estima um impacto tarifário de 1,1% no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

4.8. Sobre a Resposta da Demanda (RD), a CCEE informou que no mês de novembro de 2023 foram despachados 35 MW médios (nos horários da oferta) a um preço de R\$ 305/MWh, gerando um valor de R\$ 156,2 mil, sendo que desse valor R\$ 120,8 mil sendo recebido via Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Já para o mês de dezembro de 2023, é estimado um montante ofertado de 49 MW médios (nos horários da oferta), sendo que tais ofertas foram aceitas em 12 dias de dezembro, com o preço de R\$ 371/MWh, gerando R\$ 1,6 milhão aos agentes envolvidos. Desse valor, R\$ 948,4 mil estão previstos para serem recebidos via ESS. Destaca-se que a utilização desse Programa não ocorria desde setembro de 2021.

4.9. A Câmara também apresentou uma análise dos Ambientes de Contratação Regulada (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.

4.10. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de dezembro de 2023 mostram que há 100 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 2.352 unidades consumidoras associadas. Além disso, apontam também que há 12.586 consumidores aderidos com 35.792 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 38.144 unidades consumidoras no Mercado Livre. Além disso, há 52 comercializadores varejistas em habilitação. Considerando o mês de dezembro de 2023, há um total de 15.352 agentes na Câmara.

4.11. Por fim, a CCEE apresentou um monitoramento das migrações com projeção para 2024. Foram apresentados dados de três cenários. Cenário conservador (27.542 migrações), intermediário (30.272) e arrojado (33.311). Os cenários de migração foram realizados com base no histórico de migrações que obedeceram às seguintes premissas: histórico mensal de migrações a partir de janeiro de 2020; cálculo de fator de sazonalidade de migrações para cada ano; número de denúncias de contratos para 2024 informados pela Aneel; e considera que a quantidade denunciada para janeiro de 2024 seja concretizada.

## 5. DESTAQUES DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

5.1. A ANEEL apresentou o resultado dos Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 de 2023, destacando que tais certames negociaram 751 MW médios e geraram uma economia de R\$ 234,5 milhões para os consumidores brasileiros, considerando os deságios apresentados em relação aos preços tetos.

5.2. A Agência destacou que a energia comercializada nesses certames atenderá a demanda das distribuidoras dos Estados de Alagoas, Ceará, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Paraná, Piauí, Rio de Janeiro e São Paulo.

5.3. Como próximos passos, está prevista a deliberação da homologação e adjudicação para o dia 23/01/2024, a publicação dessa decisão em 26/01/2024 e a celebração dos CCEARs em 08/04/2024.

5.4. A ANEEL também apresentou o resultado do Leilão de Transmissão 2/2023. Há a expectativa de R\$ 21,7 bilhões em investimentos com geração de 37 mil empregos para a execução de 4.471 km de linhas de transmissão e 9.840 MVA de capacidade de transformação. Destacou-se que, com o deságio de 40,85%, o consumidor deve ter uma economia de R\$ 37,9 bilhões ao longo dos 30 anos de concessão.

5.5. Os vencedores dos 3 lotes: State Grid Brasil Holding S.A., Consórcio Olympus XVI e Celeo Rede. S.A. serão os responsáveis pelos empreendimentos que serão executados em 5 Estados: Goiás, Maranhão, Minas Gerais, São Paulo e Tocantins.

5.6. Destacaram também as estratégias de sucesso utilizadas para a realização do Leilão: Workshop de Esclarecimentos Técnicos, Reuniões preparatórias entre ANEEL e PF/PGF/PRF/AGU e

Competição cruzada para o Lote 1. Por fim, trataram das estimativas para os próximos leilões que ocorrerão em 2024 que juntos somam mais R\$ 25 bilhões em investimentos.

## **6. ESTUDO DE CASO PARA ADOÇÃO DE NOVAS FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS COM ABORDAGEM DE MMGD: ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA**

6.1. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE realizou apresentação sobre a adoção de novas ferramentas computacionais para estudos elétricos com abordagem de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída), com um estudo de caso para atendimento à região metropolitana de João Pessoa, destacando que a iniciativa foi dividida em quatro etapas: Contratação da Nova Ferramenta – Motivações, Plano de Trabalho e Objetivos, Utilização em Estudo Sombra, Análise MMGD e Potencialidades para o Futuro.

6.2. A contratação da nova ferramenta, denominada *Power Factory*, foi uma ação incluída no Planejamento Tático da EPE 2020, sendo baseada em quatro pilares: Integração em um único ambiente computacional, módulo de gerenciamento de base de dados, flexibilidade para automatização de simulações, e ampliação do leque de análises.

6.3. A elaboração do plano de trabalho e objetivos deu-se com o conversor de base de dados Cepel para o formato compatível com o *Power Factory*, seguida pela realização de estudo real de planejamento em modo sombra, passando pela validação dos resultados obtidos com a nova ferramenta, e com as análises complementares, com a ampliação do leque de análises proporcionada pela nova ferramenta, por exemplo: avaliações horárias.

6.4. Quanto à etapa da utilização em estudo sombra, a EPE apresentou um estudo de caso para atendimento à região metropolitana de João Pessoa, destacando as vantagens e análises obtidas com a nova ferramenta.

6.5. A EPE também demonstrou como se dá análise de MMGD utilizando a ferramenta, e de como essa forma de geração pode contribuir para postergar investimentos na transformação de energia, a partir da análise de dados do *Power Factory*.

6.6. Por fim, a EPE citou sobre as potencialidades para a futuro com o uso dessa ferramenta, destacando as atualizações constantes da ferramenta, os benefícios do uso de novas tecnologias, ganhos de eficiência, gerenciamento de base de dados, flexibilidade e o maior leque de cenários.

## **7. ROMPENDO PARADIGMAS NO PLANEJAMENTO: METODOLOGIA DE ESTIMATIVAS DE REQUISITOS E RECURSOS DE FLEXIBILIDADE NO SIN**

7.1. A EPE iniciou a apresentação ilustrando o efeito das variações intradiárias na carga líquida horária, provocadas pela geração elétrica provenientes de fontes renováveis intermitentes.

7.2. Foi informado pela EPE, que no horizonte de planejamento, a carga líquida horária, que é a projeção de demanda bruta abatida da geração de renováveis variáveis, deve apresentar variações intradiárias cada vez mais intensas, as chamadas rampas. Diante dessa nova dinâmica no SIN, para garantir a confiabilidade dos sistemas elétricos, diversas características físicas devem ser monitoradas e incorporadas às atividades de planejamento.

7.3. A EPE destacou que a metodologia de estimativa dos requisitos e oferta da flexibilidade proposta visa ampliar as discussões sobre o tema de flexibilidade, de modo a preparar o setor para os desafios operativos futuros. Sobre o atendimento a esse requisito, é importante avaliar destravar possível potencial de oferta flexível existente antes de se realizar contratações específicas de flexibilidade, de forma a evitar sobreoferta e indesejado sobrecurso aos consumidores de energia elétrica.

7.4. As rampas negativas devem também ser estudadas de forma a avaliar a capacidade do SIN de reduzir a geração para acompanhar a diminuição da carga líquida. Deve-se também manter o acompanhamento contínuo dessa grandeza dentro do horizonte de planejamento, avançando no desenvolvimento de metodologias e no uso ferramentas computacionais.

## **8. ASSUNTOS GERAIS**

8.1. 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.

8.2. 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-

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Fernando Colli	MME
Gentil Nogueira Sá Junior	MME
Giordano da Silva Rossetto	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Thiago Barral	MME
Leandro Albuquerque	MME
Bianca M <sup>a</sup> M. de Alencar Braga	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Luiz Carlos Ciocchi	ONS
Christiano Vieira da Silva	ONS
Nadia Maki	ANEE
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Luiz Henrique de Oliveira Bispo	ANP
Mario Jorge Figueira Confort	ANP
Reinaldo da Cruz Garcia	EPE
Angela Livino	EPE
Alan Vaz Lopes	ANA
Elisa Bastos Silva	ONS

Elusa Moreira Barroso Brasil	ONS
Aline Abreu	ONS
Diego Lourenço	MME
Júlio Cesar Rezende	ANEEL
Antonio Augusto Borges de Lima	ANA
Letícia Damascena da Silva	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Marcelo Gomes Weydt	MME
Rodrigo Sacchi	CCEE
João Daniel Cascalho	MME
Thiago Ivanoski Teixeira	EPE
Thiago Prado	EPE
Edson Thiago Nascimento	MME
Douglas Estevan	MME
Juliana Oliveira	MME
Raquel N. Marques	MME
Rafael Mello	EPE
Caio Leocádio	EPE
Rogério A. Reginato	MME
Daniel Cardoso	MME
Karina A. Sousa	MME



Mariana de Assis Espécie	MME
Guilherme Zanetti Rosa	MME
Fabrcio Dairel C. Lacerda	MME
Christiany Faria	MME
Rui Guilherme Altieri Silva	MME
Gustavo Masili	MME
Kleverson Gontijo	MME
Antnio Fernando Costa Pella	MME
Marlian Leão	MME
Victor Protázio	MME
Larissa Damascena	MME
Luiz Gustavo N. Baena	ANEEL
Thompson	ANEEL
Renato Braga de Lima Guedes	ANEEL

Anexo 1:	Agenda 287ª Reunião do CMSE (10-01-2024) (SEI nº 0854748)
Anexo 2:	Nota Informativa -287ª Reunião do CMSE (10-01-2024) (SEI nº 0854750)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 30/01/2024, às 07:48, 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](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0854723** e o código CRC **F8261B56**.

---

**Referência:** Processo nº 48300.000032/2024-32

SEI nº 0854723