



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 211ª REUNIÃO

Data: 6 de dezembro de 2018

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 211ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário-Executivo Adjunto do Ministério de Minas e Energia, Sr. Edvaldo Risso, que agradeceu a presença de todos. Em seguida, o Secretário de Energia Elétrica do MME, Ildo Wilson Grütner, submeteu à apreciação a ata da 210ª Reunião (Ordinária) do Comitê, realizada no dia 7 de novembro de 2018, sendo aprovada por unanimidade. Na sequência, foram abordados os seguintes temas:

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

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS destacou que, no mês de novembro de 2018, foram verificados os valores de Energia Natural Afluente – ENA bruta de 132% no Sudeste/Centro-Oeste, 113% no Sul, 66% no Nordeste e 82% no Norte, referenciados às respectivas Médias de Longo Termo – MLT.

2.2. A ENA das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional – SIN, se configuraram, no mês de novembro, como o 18º melhor, 5º melhor, 22º pior e 33º pior valor do histórico, respectivamente.

2.3. A Energia Armazenada – EAR verificada no final do mês de novembro foi de 24,3%, 69,6%, 30,0% e 22,4% nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, referenciados às respectivas EAR máximas. Os valores esperados de armazenamentos equivalentes ao final do mês de dezembro de 2018 são: 33,5% no Sudeste/Centro-Oeste, 66,6% no Sul, 42,9% no Nordeste e 19,5% no Norte.

2.4. Nos próximos sete dias, a atuação de uma Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS provocará maiores acumulados de precipitação localizados na bacia do rio São Francisco, no trecho de Sobradinho, e nas bacias dos rios Tocantins e Xingu, onde os valores acumulados serão provavelmente acima da média para o período. Nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e Madeira o acumulado na semana deve variar entre a média e abaixo da média.

2.5. Para a segunda semana, os modelos sugerem uma redução dos volumes pluviométricos na grande região central do Brasil, e os maiores acumulados de precipitação devem ficar restritos à região Sul.

2.6. As temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial estão superiores a 1º C nas últimas semanas, indicando a iminência do início do fenômeno do *El Niño* nos próximos meses, provavelmente de intensidade fraca a moderada. A previsão climática sazonal para o trimestre envolvendo os meses de dezembro de 2018, janeiro e fevereiro de 2019, que utiliza as informações de temperatura da superfície do mar que levam em consideração a previsão do fenômeno *El Niño*, aponta como cenário mais provável o de precipitação variando entre a média e acima da média para as bacias dos rios Uruguai e Jacuí.

2.7. O risco de qualquer déficit de energia em 2019 é igual a 0,1% para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 0,0% para o subsistema Nordeste, considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação – PMO de dezembro de 2018. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave utilizando séries sintéticas, com tendência hidrológica, térmicas por mérito e um patamar de déficit. Para séries históricas, o valor do risco de qualquer déficit é igual a 0,0%, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, no ano 2019.

2.8. O CMSE destacou que está garantido o suprimento eletroenergético do SIN e permanecerá acompanhando permanentemente as condições de suprimento do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.9. Conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2017, de forma a preservar os estoques das UHE Tucuruí e Sobradinho e operar as interligações com critérios de segurança adequados, poderão ser despachadas usinas térmicas por garantia de suprimento energético nos subsistemas Nordeste e Norte.

2.10. Adicionalmente, o ONS destacou o sucesso da gestão realizada sob coordenação da Agência Nacional de Águas – ANA, e que conta com a participação de diversos órgãos e agentes, na bacia do Rio São Francisco, onde os reservatórios vêm sendo operados com foco na segurança hídrica em função da permanência, verificada desde 2012, do cenário de precipitação e vazões significativamente abaixo da média histórica. Dessa forma, em 2018, foi mantida a redução da geração hidrelétrica na região, o que resultou na necessidade de complementação via térmicas e intercâmbio. Atualmente, a defluência mínima a partir da UHE Sobradinho está fixada em patamares de 600 m³/s (média semanal), restrição hidráulica flexibilizada em função do cenário observado, e cujo aumento será realizado a partir do próximo ano.

2.11. Tendo em vista os atuais montantes de geração térmica despachados complementarmente pelo Operador para manutenção da reserva de potência operativa e a redução da geração eólica verificada no subsistema Nordeste, especialmente em função do aumento das chuvas e diminuição dos ventos, os membros do Comitê solicitaram ao ONS a realização de estudo que avalie os impactos de um eventual aumento da defluência a partir da UHE Sobradinho já a partir de dezembro e suas contrapartidas na geração térmica na região.

Deliberação: O ONS deverá encaminhar aos membros do Comitê, no prazo de 10 dias, estudo que contemple avaliação dos impactos de um eventual aumento da defluência a partir da UHE Sobradinho já a partir de dezembro e suas contrapartidas na geração térmica na região Nordeste.

2.12. Por fim, o Operador informou que, em função dos resultados de testes no eletrodo de terra do segundo bipolo de transmissão para escoamento da energia das usinas hidrelétricas do rio Madeira, ainda não foi recomendada a retirada do trip cruzado, permanecendo, portanto, as restrições operativas no sistema.

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

3.1. A Secretaria de Energia Elétrica - SEE/MME relatou que, em novembro de 2018, entraram em operação comercial 1.262,1 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, com destaque para a liberação da operação comercial da unidade geradora - UG11 da UHE Belo Monte (611 MW). Já no início de dezembro, no dia 6, entrou em operação a UG12 desta usina (611 MW) e, assim, a expansão do sistema no ano 2018, até o dia 6 de dezembro, totalizou 6.123 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

3.2. Em relação à transmissão, em novembro entraram em operação 100 MVA de transformação na Rede Básica, totalizando em 2018 uma expansão de 3.436 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas, e 12.505 MVA de transformação na Rede Básica.

3.3. O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 22 de novembro de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 16/2018/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 23 de novembro de 2018.

3.4. Também homologou as datas de tendência para operação comercial dos empreendimentos de transmissão, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, realizada em 21 de novembro de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 12/2018/CGET/DMSE/SEE-MME, em 29 de novembro de 2018.

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de outubro de 2018. Foi contabilizado um total de R\$ 9,78 bilhões, sendo R\$ 2,83 bilhões correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de outubro de 2018 e os outros R\$ 6,95 bilhões referem-se ao montante amparado pelas decisões judiciais que limitam a aplicação do Ajuste_MRE, conhecido também como *Generation Scaling Factor* (GSF), e compreendem o período de março de 2015 a outubro de 2018.

4.2. A expectativa é que sejam recolhidos cerca de R\$ 1,87 bilhão, para serem repassados aos agentes credores, conforme cada decisão judicial. Assim, os agentes que possuem decisões judiciais vigentes para não participar do rateio da inadimplência oriunda de liminares do GSF (que somam cerca de 1% do total

de credores) perceberão adimplência de aproximadamente 89%. Os agentes amparados por decisões que determinam a incidência regular das normas (que somam menos de 1% do total de credores) perceberão adimplência de 11%. Estima-se que, após a operacionalização dessas decisões judiciais, os demais agentes perceberão adimplência da ordem de 0,4%.

4.3. Com relação aos valores amparados por decisões liminares, do total de R\$ 6,95 bilhões, os geradores que possuem liminares vigentes têm um crédito contábil de R\$ 2,8 bilhões, portanto o valor líquido a pagar em caso de reversão de todas as liminares ou de um acordo administrativo seria de R\$ 4,2 bilhões.

4.4. Em relação ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o GSF para o mês de outubro de 2018 foi 68%, considerando a sazonalização da garantia física de todas as usinas participantes deste mecanismo, valor superior ao verificado no mês anterior. Com relação à repactuação do risco hidrológico, o GSF relativo a este bloco de usinas correspondeu a 78%.

4.5. Por fim, foi apresentado que nos últimos 12 meses os distribuidores assumiram, na contabilização do MCP, cerca de R\$ 17,7 bilhões relativos às cotas de garantia física, à contratação da energia de Itaipu e à repactuação do risco hidrológico.

5. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE SUPRIMENTO AO ESTADO DE RORAIMA

5.1. A SEE/MME realizou apresentação sobre as condições de atendimento a Roraima verificadas desde a última reunião do Comitê. Em função dos desligamentos da interligação Brasil – Venezuela observados no período, foi proposta nova estratégia operativa para o montante de importação de energia, de forma a permitir a garantia de atendimento eletroenergético a Roraima com razoabilidade de custos para os consumidores.

5.2. Foi avaliada a performance do atendimento ao sistema elétrico de Boa Vista/RR desde a última reunião do CMSE. Foi decidido pelos membros do CMSE que, à medida que haja diminuição dos desligamentos com origem no trecho venezuelano da interligação, deverá ser prioritariamente operada com fluxo máximo na interligação, de 130 MW em todos os períodos do dia. Também foram reavaliados os critérios para início e fim da operação diferenciada de atendimento a Roraima.

5.3. Dessa maneira, conforme deliberado pelo CMSE, a SEE/MME deverá continuar monitorando o desempenho da interligação e, caso não seja observado desligamento com origem na Venezuela por 10 dias consecutivos, deverá ser novamente adotado o fluxo maximizado (130 MW) em todos os períodos do dia (24h).

Deliberação: o CMSE deliberou que, caso não seja observado desligamento na interligação Brasil – Venezuela, com origem na Venezuela, por 10 dias consecutivos, deverá ser adotado o fluxo maximizado (130 MW) em todos os períodos do dia (24h).

5.4. Além disso, foi apresentada estratégia de operação diferenciada para os dias de festas de fim de ano, assim como é praticado no sistema interligado nacional, utilizando-se prioritariamente geração termelétrica local em Boa Vista/RR, de modo a prover maior segurança para o fornecimento de energia durante as festividades. Assim, foi deliberado pela operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR isolado da Venezuela, com suprimento exclusivo por geração térmica local, na noite de Natal e na noite de Ano Novo.

Deliberação: Na noite de Natal, entre os dias 24 e 25 de dezembro de 2018, e de Ano Novo, entre os dias 31 de dezembro de 2018 e 1º de janeiro de 2019, o sistema elétrico de Boa Vista deverá ser operado isolado da Venezuela, com suprimento exclusivo por geração térmica local.

6. APRESENTAÇÃO DAS ANÁLISES SOBRE FALHAS DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

6.1. O ONS realizou apresentação sobre falhas de transformadores de corrente – TC, estudo resultante das atividades do Grupo de Trabalho – GT Vida Útil de Transformadores de Instrumentos, coordenado pelo Operador. Conforme mencionado, após a realização de levantamento sobre perturbações no sistema provocadas por explosões de diversos equipamentos no período de 2012 a janeiro de 2014, foi observado o elevado número de falhas de TC, motivando o aprofundamento do diagnóstico pelo GT.

6.2. Foi informado que, em 2016, o Grupo de Trabalho observou um aumento considerável de explosões envolvendo o TC modelo CTH-550, instalados na Rede de Operação e, segundo levantamento estatístico apresentado, entre 2016 e 2018 foram constatadas 43 explosões envolvendo equipamentos deste modelo. Dessa maneira, o ONS conduziu diversas ações junto aos agentes, com apoio do Cepel, visando identificar a causa das explosões.

6.3. O relatório contendo os resultados das avaliações realizadas até então pelo GT foi enviado ao MME e à ANEEL, com indicação de algumas recomendações e conclusões, incluindo plano de ação para substituição de equipamentos. No entanto, resta pendente o diagnóstico detalhado sobre a causa raiz das explosões pelo fabricante dos TCs CTH-550, que vêm apresentando as explosões.

7. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPTÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

7.1. Em relação às interrupções de carga no SIN com montante acima de 100 MW, por tempo superior a 10 minutos, no período de 8 de novembro a 6 de dezembro de 2018, o ONS destacou quatro ocorrências, envolvendo as subestações Funil, Jardim e Angelim. Conforme informado, as barras de 230 kV dessas subestações, de propriedade da Chesf, não dispõem de proteção diferencial, resultando, assim, em maiores tempos para eliminação do defeito e recomposição da carga.

7.2. As instalações das proteções de barra de 230 kV em diversas subestações do Nordeste estão cadastradas no Plano de Modernização de Instalações – PMI/ONS, porém as obras não foram realizadas. Dessa maneira, o ONS proporá novo cronograma para a implantação das proteções de barra da Chesf em reunião com os agentes e demais envolvidos para análise da perturbação, a ser realizada no dia 13 de dezembro de 2018.

8. CALENDÁRIO DE REUNIÕES ORDINÁRIAS DO CMSE PARA 2019

8.1. A SEE/MME apresentou a proposta de calendário das reuniões ordinárias do CMSE para o ano 2019, conforme tabela a seguir, sendo aprovado por unanimidade.

Mês	Dia
Janeiro	09
Fevereiro	06
Março	13
Abril	03
Mai	08
Junho	05
Julho	03
Agosto	07
Setembro	04
Outubro	02
Novembro	06
Dezembro	04

9. ASSUNTOS GERAIS

9.1. Grupo de Trabalho – GT MRE

9.2. A SEE/MME realizou relato sobre avaliação realizada pela Grupo de Trabalho – GT MRE, que consistiu em uma nova simulação com mudança no parâmetro de alocação de energia e avaliação da aplicação integral da revisão de garantia física de usinas hidrelétricas para o ano de 2017.

9.3. Tendo em vistas as discussões do Grupo, faz-se necessário o avanço na avaliação estrutural do MRE, e, portanto, o GT proporá ao CMSE, em fevereiro de 2019, novo escopo e cronograma de trabalho para as próximas atividades, sugestão acordada pelos presentes.

9.4. Atendimento ao Sistema Elétrico de Manaus

9.5. A SEE/MME informou que recebeu correspondência da Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia - GT informando previsão de conclusão em março de 2019 do 4º transformador 230/69 kV - 150 MVA da subestação - SE Manaus. Assim, considerando que a Portaria MME nº 492/2017 autoriza a permanência em operação das usinas termelétricas - UTEs Flores (80 MW) e Iranduba (25 MW) até a conclusão do referido transformador, a empresa solicita avaliação do CMSE sobre a necessidade de permanência ou não em operação das usinas termelétricas alugadas no sistema Manaus.

9.6. Assim, será encaminhada correspondência do CMSE ao ONS, solicitando uma reavaliação completa das condições de atendimento ao sistema elétrico de Manaus, no curto e médio prazos, com enfoque na retirada de operação das usinas termelétricas internas ao sistema de distribuição.

9.7. Nada mais havendo a tratar o Secretário-Executivo Adjunto encerrou a reunião, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Ildo Wilson Grütner, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Edvaldo Risso	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
João Souto	MME
Renata Beckert Isfer	MME
Efraim Cruz	ANEEL
Elisa Bastos	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Symone C. S. Araújo	MME
Ricardo S. Homrich	MME
Domingos R. Andreatta	MME
Amilcar Guerreiro	EPE
Francisco Arteiro	ONS
Sinval Zaidan Gama	ONS
Marcelo Meirinho Caetano	ANP
Joaquim Gondim	ANA
Guilherme Silva de Godoi	MME
André Krauss	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
André Luís G. de Oliveira	MME
André G. L. Perim	MME
Mauro P. Muniz	ONS
Aurelio Pavão Farias	MME
Gabriela Visconti	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Bianca M ^a . M. de Alencar Braga	MME
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS

Anexo 1:	Nota Informativa - 211ª Reunião do CMSE (06-12-2018) (SEI 0243560);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 211ª Reunião CMSE (06-12-2018) (SEI 0243561);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 211ª Reunião CMSE (06-12-2018) (SEI 0243562).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grüdtner, Secretário de Energia Elétrica**, em 02/01/2019, às 18:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



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 **0243536** e o código CRC **841DF877**.

Referência: Processo nº 48300.003096/2018-47

SEI nº 0243536