



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### ATA DE REUNIÃO

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

#### ATA DA 198ª REUNIÃO

Data: 9 de maio de 2018

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

#### 1. ABERTURA

1.1. A 198ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Moreira Franco, que destacou a importância do CMSE para a segurança do fornecimento de energia à sociedade brasileira. Na sequência, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

2.1. Inicialmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS destacou que, no mês de abril de 2018, um sistema de alta pressão atuou sobre boa parte do país. Apenas uma frente fria avançou pela região sul e atingiu o litoral da região Sudeste. Assim, o total acumulado de precipitação ficou acima da média apenas na bacia do rio Jacuí. Na bacia do rio Paranaíba, a atuação de sistemas de baixa pressão e áreas de instabilidade fez com que o acumulado mensal ficasse próximo da média histórica. No restante das bacias do SIN, a precipitação ficou abaixo da média histórica. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de abril os valores de 90% no Sudeste/Centro-Oeste, 91% no Sul, 48% no Nordeste e 107% 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 SIN, no mês de abril de 2018 se configuraram como o 3º pior, 10º pior, 10º pior e 33º melhor valor do histórico, respectivamente.

2.3. A Energia Armazenada – EAR verificada ao final do mês de abril de 2018 foi de 44,0%, 63,6%, 40,8% e 69,0% 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 maio de 2018 são: 43,9% no Sudeste/Centro-Oeste, 62,0% no Sul, 40,0% no Nordeste e 70,8% no Norte.

2.4. O ONS destacou que, referente à última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Estendida, o fenômeno de "La Niña" perdeu força, encontrando-se atualmente o Oceano Pacífico em uma situação de neutralidade.

2.5. Nos próximos sete dias espera-se precipitação de intensidade fraca nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí e no incremental à usina hidrelétrica - UHE Itaipu. Os valores acumulados devem variar entre normal a abaixo da média para o período nessas bacias. O cenário mais provável de previsão para a segunda semana é de precipitação variando entre normal e acima da média na bacia do rio Iguaçu. Nas demais bacias hidrográficas de interesse do SIN não se esperam volumes significativos de precipitação e os acumulados da semana devem ficar próximos à média histórica.

2.6. Em relação à política operativa hidráulica de defluências mínimas na cascata do rio São Francisco, o ONS informou que foi acordado no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, a elevação, a partir do mês de maio de 2018, da

vazão defluente média mensal da UHE Xingó de 550 m<sup>3</sup>/s para 600 m<sup>3</sup>/s, com a manutenção da vazão mínima diária em 550 m<sup>3</sup>/s. A elevação da defluência em Xingó foi proposta pelo ONS considerando a melhoria das condições de armazenamento no sistema de reservatórios da bacia do rio São Francisco, em relação aos últimos anos críticos, com o objetivo de promover melhores condições operativas para o suprimento de energia elétrica, notadamente na região Nordeste, com o aumento do número de unidades geradoras sincronizadas para atuar em caso de perturbações no sistema de transmissão.

2.7. Esta medida não compromete a diretriz de gestão dos recursos hídricos, adotada nesta bacia, de assegurar que os armazenamentos dos reservatórios das usinas hidrelétricas superem, até o final do período seco em novembro de 2018, os valores mínimos operacionais verificados no ano passado. A expectativa de armazenamento ao final do mês de novembro de 2018 é de 30,7% do volume útil do reservatório da UHE Três Marias e de 16,4% do volume útil do reservatório da UHE Sobradinho.

2.8. O risco de qualquer déficit de energia em 2018 é igual a 0,0% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação – PMO de maio 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 2018.

2.9. O CMSE destacou que está garantido o suprimento eletroenergético do SIN, despachando o parque térmico conforme ordem de mérito de custo, e que permanecerá acompanhando atentamente a evolução das condições de atendimento ao longo da estação seca de 2018.

2.10. Conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2017, de forma a preservar os estoques das UHEs 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.

### **3. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPTÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA**

3.1. O ONS apresentou os resultados da análise da ocorrência do dia 21 de março de 2018, às 15h48, que desligou grande parte das cargas das regiões Norte e Nordeste do país, totalizando cerca de 21.700 MW. O desligamento teve origem em atuação indevida da proteção de disjuntor associado ao barramento de 500 kV da subestação - SE Xingu, que ocasionou o desligamento do Bipolo HVDC 800 kV Xingu - Estreito.

3.2. O evento foi agravado devido à não atuação do sistema especial de proteção que tem o objetivo de manter a segurança sistêmica, após a perda do Bipolo, e também devido a desligamentos de unidades geradoras na região Nordeste. Com isso, houve desligamento de cargas das regiões Norte e Nordeste, e também cortes de carga controlados nos demais subsistemas do SIN.

3.3. No momento da ocorrência, devido à execução de serviços programados pela empresa transmissora BMTE nas barras da subestação, esta estava sendo operada com apenas um disjuntor interligando suas barras de 500 kV. Assim, a abertura desse disjuntor causou o desligamento de todo o sistema HVDC em operação associado ao escoamento da UHE Belo Monte. O ONS ressaltou que nos primeiros dias após a ocorrência foi reestabelecida a condição de interligação dupla das barras, o que evita que um evento similar ao do dia 21 possa causar nova ocorrência dessa magnitude.

3.4. O ONS destacou que as condições operativas atuais das usinas hidrelétricas da cascata do Rio São Francisco, com defluência reduzida e conseqüente diminuição da geração hidrelétrica, foi fator agravante para a resposta adequada ao sistema frente à tamanha perda de oferta de geração associada à UHE Belo Monte. Além disso, destacou que a configuração atual da Rede Básica do SIN na região, suas linhas e subestações, é diferente daquela planejada para estar disponível quando do início da operação do primeiro bipolo associado ao escoamento da UHE Belo Monte. A causa disso é o atraso de obras importantes associadas ao sistema de 500 kV de interligação das regiões Norte e Nordeste, principalmente obras que estavam sob responsabilidade da empresa Abengoa. Estes fatos deixaram o sistema com menor flexibilidade operativa e também com menor resiliência frente à perda de grandes blocos de geração.

3.5. Foram também apresentados os principais aspectos relacionados às recomposições dos equipamentos e normalização das cargas, tendo sido destacada pelo ONS a grande quantidade de linhas, de equipamentos e de unidades geradoras desligados no evento. Foi salientado que alguns corredores de

recomposição tiveram tempo de início e de retorno dos equipamentos pouco superiores aos esperados, sobretudo na região Nordeste.

3.6. A elaboração do Relatório de Análise de Perturbação - RAP foi concluída pelo ONS, com a participação dos agentes envolvidos. O Relatório detalha os fatos ocorridos durante a perturbação, elenca uma série de providências já realizadas e recomendações de ações aos envolvidos, para que se evitem eventos semelhantes. Também estão sendo estudadas melhorias nos procedimentos de recomposição da região Nordeste, visando tornar mais ágil o retorno do sistema em caso de ocorrência na região.

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

4.1. A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME relatou que, em abril de 2018, entraram em operação comercial 481 MW de capacidade instalada de geração, com destaque para a unidade geradora – UG4 da UHE São Manoel, com 175 MW, localizada no rio Teles Pires, que conclui a motorização da referida usina, com um total de 700 MW instalados.

4.2. Em relação à transmissão, entraram em operação 29 km de linhas de transmissão e conexões de usinas na Rede Básica e 700 MVA de transformação na Rede Básica.

4.3. Assim, a expansão do sistema no ano 2018, até o mês de abril, totalizou 1.847 MW de capacidade instalada de geração, 1.395 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 5.006 MVA de transformação na Rede Básica

4.4. Em seguida, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 19 de abril de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 6/2018/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 23 de abril de 2018.

4.5. O Comitê 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 18 de abril de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 5/2018/CGET/DMSE/SEE-MME, em 30 de abril de 2018.

#### **5. TRANSPARÊNCIA DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

5.1. A SEE/MME começou sua apresentação relatando que o Exmo. Ministro de Minas e Energia, em reunião com os secretários do MME e com representantes de instituições do setor, ocorrida em 26 de abril de 2018, iniciou um debate sobre o valor das tarifas de energia elétrica.

5.2. O Ministro solicitou que se buscasse debater tecnicamente o assunto num curto espaço de tempo a fim de fornecer as informações corretas sobre a composição das tarifas de energia elétrica, que precisam ser divulgadas para toda a população, além de buscar alternativas para redução dos valores.

5.3. Em síntese, estão sendo avaliadas ações nos segmentos de planejamento, operação, regulação, tributário e de políticas públicas, buscando alternativas de curto, médio e longo prazos, que possam favorecer a redução das tarifas de energia elétrica. Além disso, está sendo avaliada ação de comunicação com o propósito de apresentar à sociedade a composição dos valores pagos pela energia elétrica consumida e facilitar sua compreensão, de modo que se conscientize sobre o uso eficiente de energia elétrica e sobre a importância de o consumidor gerenciar sua própria conta de energia elétrica.

#### **6. ANÁLISE DA CONTA BANDEIRA DAS DISTRIBUIDORAS**

6.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL apresentou avaliação sobre aplicação das Bandeiras Tarifárias. O objetivo principal do sistema de bandeiras é sinalizar aos consumidores de energia elétrica as condições vigentes de geração de energia elétrica no SIN.

6.2. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha (patamar 1 e 2), que indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde indica condição mais favorável de geração no SIN, ou seja, há disponibilidade de geração mais barata, não havendo cobrança adicional na fatura de energia elétrica. Já a bandeira vermelha aponta condições de geração mais onerosas. O custo adicional associado às bandeiras amarela e vermelha (patamar 1 e 2), assim como a

informação sobre a bandeira vigente em cada mês, pode ser consultada no site da ANEEL. A bandeira tarifária vigente para o mês de maio de 2018 é a bandeira amarela.

6.3. Com as bandeiras o consumidor tem a informação mais precisa e transparente sobre o custo real da energia elétrica, passa a ter um papel mais ativo na definição de sua conta de energia e tem a oportunidade adaptar seu consumo, incentivando-se o uso racional e consciente da energia elétrica. Esta ação também ameniza a defasagem entre o custo real de geração e seu repasse à tarifa, melhorando o fluxo de caixa das distribuidoras.

## **7. BALANÇO COMPARATIVO ENTRE OFERTA E DEMANDA – 1ª REVISÃO QUADRIMESTRAL DA CARGA**

7.1. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou os resultados da primeira revisão quadrimestral de carga, realizada em abril de 2018 e utilizada no planejamento a partir do Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2018. Destacou que a expectativa de crescimento do consumo total de eletricidade é da ordem de 3,9% médios ao ano para o período de 2018 a 2022, mesmo patamar previsto no início do ano, apesar da previsão de carga do SIN ter indicado perspectiva de crescimento marginalmente inferior ao apontado no início do ano.

7.2. Em seguida, o balanço físico entre oferta e demanda foi atualizado com a nova carga e as condições de oferta. Este balanço apresenta uma avaliação estrutural do equilíbrio entre oferta e demanda. A oferta indica a máxima demanda que o sistema consegue atender observado o critério de suprimento vigente. A sobra estrutural resultou em um excedente médio de cerca de 3,7 GW médios no ano 2022. O superávit em 2022 se ampliou, quando comparado com a avaliação do início do ano, em razão da redução da projeção da carga e da expansão de geração contratada no Leilão “A-4” de 2018.

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

8.1. A CCEE fez um relato sobre a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a março de 2018, envolvendo agentes que comercializam energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Livre – ACL.

8.2. Primeiramente foi informado que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de março, o Generation Scaling Factor – GSF referente à parcela não repactuada correspondeu a 117%. O GSF repactuado correspondeu a 98% no mês. O valor acumulado de repasse do risco hidrológico aos consumidores do ACR nos últimos doze meses, até a contabilização de março, foi de R\$ 6,28 bilhões.

8.3. Em relação à previsão de liquidação financeira de março, foi contabilizado um total de R\$ 8,81 bilhões, sendo R\$ 2,68 bilhões correspondente ao MCP. Desse montante, a expectativa é que haja pagamento de 57%. Por fim, sobre os créditos desta liquidação, a previsão é que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos recebam cerca de 10,3% do montante a eles devido.

8.4. Foram pontuadas várias questões associadas aos problemas no mercado e que precisam ter encaminhamento de solução. Os temas estão em avaliação no grupo de trabalho – GT MRE, criado pelo CMSE, necessitando ter retomadas suas atividades para proposição de solução. Também foi destacada a volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. Este tema está sendo analisado por grupo de trabalho no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. A Secretaria Executiva do MME deverá convocar reunião do GT MRE e da CPAMP para retomar a análise dos temas.

**Deliberação:** a Secretaria Executiva do MME deverá convocar reunião do GT MRE e da CPAMP para retomar a análise dos problemas do mercado e da volatilidade do PLD, respectivamente.

## **9. ASSUNTOS GERAIS**

### **9.1. Importação de Energia da Argentina e Uruguai**

9.1.1. A SEE/MME relatou que está vigente a Portaria MME nº 372/2017, que autoriza a importação de energia elétrica da República Argentina e da República Oriental do Uruguai, de forma excepcional e temporária, até 31 de dezembro de 2018.

9.1.2. Destacou que as principais características da importação são: será realizada por meio de ofertas semanais de energia elétrica, na fronteira com o Brasil, ao ONS, tendo como destino o Mercado de Curto Prazo - MCP do Sistema Interligado Nacional - SIN, podendo haver ajustes conforme programação diária ou por necessidade em tempo real; poderão ser autorizados um ou mais comercializadores; para a Argentina ocorre através das Conversoras Garabi I e II (2 x 1.100 MW) e Uruguaiana (50 MW), e para o Uruguai ocorre através das Conversoras de Rivera (70 MW) e Melo (500 MW); nos casos em que os custos com a importação sejam inferiores ao PLD, a diferença deve ser apurada na contabilização da CCEE e reverter em benefício da conta de Encargos de Serviços de Sistema – ESS.

9.1.3. A proposta apresentada pela SEE/MME foi de manutenção da autorização para importação de energia elétrica interruptível da Argentina e do Uruguai, no período de 1º de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2022. Os membros do CMSE avaliaram o tema e, tendo em vista a necessidade de se aprimorar a metodologia de oferta dessa energia de importação, de modo que se busque não afetar a alocação de custos entre os agentes do SIN, assim como a necessidade de se considerar as propostas de mudanças no regramento do setor que estão em avaliação no Congresso Nacional, decidiram por realizar reunião específica sobre o tema para aprofundar a análise das questões apresentadas.

**Deliberação:** A SEE/MME deverá convocar reunião, com a participação da ANEEL, ONS, EPE e CCEE, para análise da proposta de manutenção da autorização de importação de energia elétrica interruptível da Argentina e do Uruguai, para o período de 1º de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2022.

9.2. Nada mais havendo a tratar o Secretário Executivo do MME deu por encerrados os trabalhos, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Ildo Wilson Grüdtner, Secretário-Executivo do CMSE Substituto.

#### LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Moreira Franco	MME
Márcio Felix	MME
Edvaldo Risso	MME
João Souto	MME
Romeu D. Ruffino	ANEEL
André Pepitone	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Symone Araújo	MME
Ricardo S. Homrich	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
José Wanderley Uchoa Barreto	MME
José Mauro Coelho	EPE

Amílcar G. Guerreiro	EPE
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS
Marcelo Meirinho Caetano	ANP
Wagner Maciel	MME
Renato Dalla Lana	MME
João Daniel de A. Cascalho	MME
André Luís Gonçalves de Oliveira	MME
Roberto Marquez	P. R.
Mônica Ferreira	MME
Layse Lacerda	MME
Rodrigo Fornari	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Carlos Novaes	MME
Tarcísio Tadeu de Castro	MME
Francisco Cesar Maia Guimarães	MME
Francisco Arteiro	ONS

Anexo 1:	Nota Informativa - 198ª Reunião do CMSE (09-05-2018) (SEI nº 0167943);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 198ª Reunião do CMSE (09-05-2018) (SEI nº 0168018);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 198ª Reunião do CMSE (09-05-2018) (SEI nº 0168020).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grütner, Secretário de Energia Elétrica**, em 12/06/2018, às 08:39, 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](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0167938** e o código CRC **FB09609C**.