



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 178ª REUNIÃO

Data: 8 de março de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 178ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, que agradeceu a presença de todos. Em seguida, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou a avaliação das condições do atendimento e aspectos relacionados à operação eletroenergética do SIN. Na avaliação das condições hidrometeorológicas e climáticas, referente ao mês de fevereiro, informou que houve a passagem de frentes frias pelo litoral da região Sul na primeira e terceira semanas do mês, ocasionando chuva fraca nas bacias hidrográficas dessa região. A precipitação nas bacias dos rios Paranaíba, Tocantins e Parnaíba esteve associada à atuação de um sistema de baixa pressão nas regiões Centro-Oeste e Norte desde o início do mês. Este sistema também ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas do subsistema Sul na segunda semana, e nas bacias dos rios Tietê, Grande e São Francisco nas duas primeiras semanas. Por outro lado, na terceira semana a atuação de um sistema de alta pressão na região Sudeste e no litoral da região Nordeste impediu o avanço de frentes frias, provocando ausência de precipitação nas bacias hidrográficas dessas regiões. Na quarta semana o sistema de alta pressão perdeu intensidade e voltou a chover nas bacias do subsistema Sudeste/Centro Oeste e na bacia do rio Tocantins.

2.2. Na primeira semana do mês de março, um sistema de baixa pressão na altura do litoral do estado do Rio de Janeiro provocou chuva significativa nas bacias dos rios Tietê, Grande e no trecho a montante de Três Marias, na bacia do rio São Francisco. A bacia do rio Tocantins apresentou chuva mal distribuída nesse período.

2.3. O ONS destacou que, conforme apresentado na última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, não há previsão de nenhuma situação com alto potencial pluviométrico nos próximos 30 dias nas principais bacias do SIN. O Oceano Pacífico não deve influenciar significativamente o regime pluviométrico nos próximos meses. Por outro lado, o Oceano Atlântico deve influenciar negativamente as chuvas do norte da Região Nordeste (incluindo o baixo São Francisco), nos próximos três meses.

2.4. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de fevereiro de 2017 os valores de 71% no Sudeste/Centro-Oeste, 102% no Sul, 33% no Nordeste e 77% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

2.5. O ONS destacou que nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, que correspondem respectivamente à 38% e 25% da energia armazenada máxima do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apresentaram ENAs de apenas 55% e 53%, respectivamente, entre os meses de dezembro de 2016 e fevereiro de 2017, referenciadas à MLT do período.

2.6. Ao final do mês de fevereiro de 2017, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 40,3%, 51,7%, 20,0% e 47,4% 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 março são: 45,9% no Sudeste/Centro-Oeste, 49,6% no Sul, 23,1% no Nordeste e 65,8% no Norte. Estes valores recuam quando considerado o limite inferior da previsão, atingindo: 41,5% no Sudeste/Centro-Oeste, 41,3% no Sul, 21,2% no Nordeste, 64,5% no Norte.

2.7. Foi também apresentado estudo prospectivo do armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Considerando os valores esperados e limites inferiores das ENAs, a energia armazenada neste subsistema varia entre 9,0% e 33,2% ao final do mês de novembro de 2017, bastante dependente das condições hidrológicas do subsistema Sul.

2.8. Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, que vem passando por um cenário hidrometeorológico extremamente desfavorável com restrições de vazões defluentes, a expectativa é que os armazenamentos das usinas hidrelétricas - UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica atinjam, ao final do mês de março, 37,6%, 16,0% e 23,0%, respectivamente.

2.9. Além disso, o ONS apresentou simulações de previsão de armazenamento das usinas desta bacia ao longo do período seco. Sugeriu recomendar aos órgãos competentes, com base na sua experiência em operação integrada de reservatórios, a adoção de patamar de defluência inferior aos 700 m³/s a partir da UHE Sobradinho para preservação dos estoques armazenados para garantia da segurança hídrica da região. Estas simulações serão apresentadas na próxima reunião de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, sob a coordenação da Agência Nacional de Águas – ANA, que conta com ampla participação de representantes do Poder Público, usuários e sociedade civil.

2.10. O CMSE destacou o papel fundamental dos reservatórios na mitigação dos riscos de indisponibilidade e de baixa qualidade da água aos usuários do rio São Francisco, principalmente em situações de escassez como a vivenciada atualmente. Ratificou novamente a necessidade de ser compartilhada a responsabilização das ações decorrentes de flexibilizações nas defluências mínimas. Além disso, ressaltou que o atendimento eletroenergético no Nordeste está garantido a partir de outras fontes de geração e pelo SIN.

2.11. Em relação à deliberação da 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, relativa ao despacho térmico adicional por garantia de suprimento energético, foi mencionado que este despacho tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, em função da necessidade de fechamento do balanço energético para atendimento local.

2.12. Por fim, informou que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,3%, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 0,0% para o subsistema Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de março de 2017. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave para séries sintéticas, considerando em seus parâmetros que não há racionamento preventivo e com térmicas por ordem de mérito. Para séries históricas, o valor do risco de qualquer déficit é igual a 0,0%, para estes subsistemas.

2.13. Entretanto, apesar de assegurado o abastecimento de energia para o ano de 2017, as condições hidrológicas desfavoráveis deverão levar a maiores despachos térmicos, significando um aumento no custo da operação do 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 iniciou a apresentação elencando os destaques do monitoramento dos empreendimentos de geração relativos ao período desde a última

reunião do CMSE.

3.2. Até 28 de fevereiro de 2017, o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 1.354,44 MW de capacidade instalada. Destes, 1.274,94 MW referem-se a usinas do SIN e 79,5 MW são relativos a unidades geradores de usinas térmicas para atendimento a sistemas isolados, todas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

3.3. Em relação aos empreendimentos futuros, foi informado que estão sendo monitoradas 458 usinas, que totalizam 28,4 GW de potência. Para o ano 2017, segundo estimativa realizada em dezembro de 2016, a previsão de expansão de usinas do ACR é de 6.264,41 MW. Conforme mencionado, esta estimativa, que balizará as comparações relativas à expansão da geração para o ano 2017, foi definida conjuntamente pelas instituições que compõem o Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenado pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE/SEE/MME, tendo por base a melhor informação então disponível sobre os empreendimentos.

3.4. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacada a emissão em 23 de fevereiro de 2017 da Licença Prévia - LP referente ao Sistema de Transmissão Xingu – Rio, em 800 kV e corrente contínua – CC, e demais instalações associadas (2º bipolo de Belo Monte), com 5.130 km, da Xingu Rio Transmissora de Energia. Também foi destacada a emissão em 21 de fevereiro de 2017 da LP referente à Linha de Transmissão - LT 500 kV Itabirito II - Vespasiano II, pelo COPAM-MG, com 85 km, da Mariana Transmissora de Energia.

3.5. Em termos da expansão verificada, até 28 de fevereiro de 2017, houve o acréscimo de 309 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas e 1.980 MVA^[1] de transformação na Rede Básica. Destaca-se a entrada em operação em fevereiro do TR-3 525/230 kV, 672 MVA, na SE Biguaçu, em Santa Catarina.

3.6. Em relação aos empreendimentos futuros, estão sendo monitorados 29,8 mil km^[2] de linhas de transmissão e 65,4 GVA de capacidade de transformação. Para o ano 2017, a previsão de expansão é de 3.570 km de linhas. De forma análoga ao mencionado para a expansão da geração, esta estimativa foi definida conjuntamente pelas instituições que compõem o Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, tendo por base a melhor informação então disponível sobre os empreendimentos.

3.7. Após a realização da apresentação, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 16 de fevereiro de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 2/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 20 de fevereiro de 2017, e pelo Ofício Circular nº 3/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 22 de fevereiro de 2017, para subsidiar o PMO de março de 2017.

3.8. As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações também foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme estabelecidas na reunião mensal de 20 de fevereiro de 2017, do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 3/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 3 de março de 2017.

[1] Valores preliminares.

[2] Não estão computados aproximadamente 9.300 km de linhas de transmissão e 14.500 MVA de subestações referentes aos Leilões nº 005/2015, e 013/2015 (1ª e 2ª etapas), por suas informações não estarem cadastradas no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL.

4. AÇÕES DO GRUPO DE TRABALHO CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO A RORAIMA

4.1. A SEE/MME apresentou o plano de ação das atividades do grupo de trabalho criado pelo CMSE na 177ª reunião, realizada em 8 de fevereiro de 2017, para avaliação do suprimento de energia elétrica a Roraima. O grupo de trabalho analisará alternativas que contribuam para aumentar a

confiabilidade, a segurança e a eficiência do suprimento de energia à região, no curto, médio e longo prazos.

4.2. Os trabalhos estão em andamento e serão analisadas opções de expansão da geração na região, de modo a reduzir ou até mesmo substituir geração a diesel, incluindo avaliação de fontes eólica, biomassa, solar, hidrelétrica, pequenas centrais hidrelétricas - PCH, sistema de armazenamento e geração distribuída, dentre outras. O grupo de trabalho deverá aprofundar a análise de cada uma das opções, bem como considerar o formato de contratação e remuneração, e apresentar os resultados ao CMSE.

5. RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO HORÁRIO DE VERÃO 2016/2017

5.1. O Comitê analisou os resultados da avaliação de impacto do Horário de Verão 2016/2017 no sistema elétrico brasileiro, apresentados pelo ONS. Foram ponderados pelos membros do Comitê aspectos relacionados à efetividade desta política do ponto de vista do setor elétrico, tendo em vista as mudanças no perfil e na composição da carga, que vem sendo observadas nos últimos anos. Dessa forma, o CMSE ressaltou a necessidade de aprofundamento dos estudos por parte do ONS e do MME em relação à efetividade do Horário de Verão para o sistema elétrico, com acompanhamento pelo CMSE.

5.2. Visando subsidiar as análises, o ONS prontificou-se a realizar consulta aos membros do GO15, grupo que reúne os 15 maiores operadores de sistemas – ISO do mundo, sobre a efetividade do Horário de Verão nas suas áreas de atuação.

5.3. O ONS informou também que, em conjunto com a CCEE e ABRACE, está em curso um Projeto Piloto sobre “Gestão da Demanda”.

6. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUÇÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

6.1. O ONS apresentou um resumo do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 8 de fevereiro de 2017 a 8 de março de 2017, que contempla interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

6.2. Foi destacada primeiramente a perturbação envolvendo equipamentos e linhas de transmissão de 500 e 230 kV nas regiões norte e noroeste do estado de Mato Grosso, no dia 17/02/2017 às 13h30, que resultou no corte de cerca de 596 MW de cargas nos Estados do Mato Grosso, Pará e Rondônia. A perturbação teve início após a explosão de um Transformador de Corrente – TC na Subestação – SE Cuiabá 500 kV. O ONS informou que realizou reunião no dia 7 de março para análise detalhada desta perturbação e o respectivo Relatório de Análise de Perturbação – RAP encontra-se em fase de elaboração.

6.3. Ressaltou que já ocorreram treze explosões dessa mesma família de TC na Rede Básica no período de 2014 a 2016. Os membros do CMSE ponderaram sobre a necessidade de aprofundamento da análise dessas explosões de modo que, caso seja identificado que há um problema específico dessa família de TC, sejam tomadas as providências para substituição desses equipamentos na Rede Básica.

Deliberação: O ONS deverá coordenar análise sobre as explosões de Transformadores de Corrente – TC no sistema interligado nacional, em conjunto com a ANEEL, SEE/MME e SPE/MME, visando identificar problemas específicos de famílias de equipamentos e avaliar sua substituição, de modo a preservar a segurança da operação do sistema elétrico brasileiro. Os resultados dessa análise deverão ser apresentados ao CMSE.

6.4. Foi relatada também a perturbação envolvendo as LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2, no dia 25/02/2017 às 18h49, que provocou a separação do sistema Manaus do restante do SIN. Houve atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC em Manaus, com corte de 345 MW de cargas. O ONS destacou que, na configuração de operação atual do sistema Manaus, caso ocorra perda dupla da interligação de Manaus com o SIN, haverá atuação do ERAC com risco de blecaute daquele sistema, dependendo da carga da região no momento da ocorrência. Essa situação tende a

melhorar com a entrada em operação da usina térmica - UTE Mauá 3, que está pronta para início de testes de comissionamento, com duração prevista de dez meses. Entretanto, esses testes dependem da solução do problema sobre o fornecimento de gás natural pela Petrobras à Eletrobras, que detém a concessão da UTE. Assim, os membros do CMSE ressaltaram a importância de se resolver essa questão com brevidade.

Deliberação: A Secretaria Executiva do MME deverá buscar viabilizar a solução do problema no fornecimento de gás natural pela Petrobras à Eletrobras, para realização dos testes de comissionamento e entrada em operação da UTE Mauá 3.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE fez um relato sobre a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo referente a janeiro de 2017, a ser realizada nos dias 9 e 10 de março de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia no ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

7.2. Primeiramente foram apresentados os valores contabilizados do *Generation Scaling Factor* – GSF referentes ao ACL. Com a previsão de liquidação de janeiro de 2017, os débitos totalizarão cerca de R\$ 1,6 bilhão (62 % do total contabilizado). Este valor é um pouco menor do que o resultado do mês anterior, que foi cerca de 1,62 bilhão (68 % do total contabilizado). Esse pequeno decréscimo ocorreu devido ao GSF ter sido maior que 1 (um) no mês de janeiro de 2017, ou seja, nesse mês a média do resultado do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE em todas as semanas e patamares apresentou energia secundária (GSF médio = 106,3%). A CCEE ressaltou que esta é uma situação conjuntural, que ocorreu por estarmos no período chuvoso e algumas usinas apresentarem energia secundária. Entretanto, com a tendência de aumento do preço de liquidação das diferenças - PLD na estação seca e a sazonalização da garantia física, em que houve maior alocação da garantia física das usinas no segundo semestre do ano, os débitos referentes ao GSF devidos pelos agentes do ACL tendem a voltar a crescer.

7.3. Em relação à previsão de contabilização referente a janeiro de 2017, seu valor total foi de R\$ 2,58 bilhões. Desse montante, R\$ 980 milhões (38% do total contabilizado no mês) foram relativos ao efetivo apurado no Mercado de Curto Prazo, tendo havido pagamento de aproximadamente R\$ 690 milhões. Do valor restante (R\$ 290 milhões), destaca-se que cerca de R\$ 232 milhões se referem à inadimplência de agentes de distribuição, cenário que permanece desde os meses anteriores.

7.4. Sobre o crédito da liquidação de janeiro de 2017, foi informado que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos (*loss sharing*) devem receber somente cerca de 11,9% do montante a eles devido. A CCEE destacou que recentemente algumas liminares sobre o tema não foram concedidas aos agentes, havendo inclusive destaque na decisão judicial para o fato da grande judicialização do setor elétrico, ressaltando a questão essencialmente técnica dessas judicializações e que, se não for tratada e resolvida, em determinado momento o mercado do setor elétrico poderá entrar em colapso. Ressaltou também que em março de 2017 completarão dois anos do início das liminares sobre o tema e que se faz cada vez mais premente o encaminhamento de solução para o problema. Ressaltou que todas as instituições envolvidas têm se debruçado na busca de solução.

7.5. A ANEEL informou que vem trabalhando internamente em seus processos na busca de evitar a judicialização. Comentou também que foi aprovado recentemente o plano de comunicação da Agência e um dos enfoques é a questão da judicialização.

8. ASSUNTOS GERAIS

8.1. A Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME informou aos presentes que, em relação à expansão do atendimento de energia nos sistemas isolados, tradicionalmente a alternativa de expansão é apresentada à Empresa de Pesquisa Energética - EPE pela empresa distribuidora local, sendo concedido o prazo de dez dias para que outros empreendedores

também possam apresentar alternativas.

8.2. Foi identificado que este prazo era muito exíguo, sendo então ampliado para sessenta dias. Isto gerou um considerável aumento do número de projetos alternativos apresentados, passando de dois projetos apresentados em média anteriormente para 54 dessa vez. Dentre os projetos apresentados destaca-se o surgimento de alternativas utilizando fonte solar, eólica, biocombustível, gás natural liquefeito – GNL e armazenamento de energia, que serão agora avaliados pela EPE.

8.3. A SEE/MME informou que o grupo de trabalho – GT Leilões, criado pelo CMSE em sua 157ª reunião, realizada em 8 de julho de 2015, irá retomar os trabalhos, com previsão de conclusão das análises e apresentação ao CMSE na reunião de julho de 2017.

8.4. Nada mais havendo a tratar, o Ministro considerou encerrados os trabalhos, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Fábio Lopes Alves, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

| NOME | ÓRGÃO |
|------------------------------|--------------|
| Fernando Coelho Filho | MME |
| Paulo Pedrosa | MME |
| Edvaldo Risso | MME |
| Eduardo Azevedo | MME |
| Moacir Carlos Bertol | MME |
| Mauricyo Correia | MME |
| Romeu D. Rufino | ANEEL |
| Christiano Vieira da Silva | ANEEL |
| Solange David | CCEE |
| Roberto Castro | CCEE |
| Ary Pinto Ribeiro | CCEE |
| Robésio Maciel de Sena | MME |
| Fábio Lopes Alves | MME |
| João Souto | MME |
| Ildo Wilson Grüdtner | MME |
| Luiz Barroso | EPE |
| Amilcar Guerreiro | EPE |
| Luiz Eduardo Barata Ferreira | ONS |
| José Cesário Cecchi | ANP |

| | |
|---------------------------------|-------|
| Symone C. S. Araújo | MME |
| Igor A. Walter | MME |
| Ricardo S. Homrich | MME |
| Guilherme Silva de Godoi | MME |
| Domingos R. Andreatta | MME |
| Renato Dalla Lana | MME |
| Paula Cesar Magalhães Domingues | MME |
| Fabiana Gazzoni Cepeda | MME |
| Thomaz Toledo | MME |
| André Luiz B. Brito | MME |
| Fábio Ivo R. Monteiro | MME |
| Guilherme Werhb Syrkis | MME |
| Manoel Clementino B. Neto | MME |
| Tiago B. Correia | ANEEL |
| José Brito Trabuco | MME |
| Elizeu Pereira Vicente | MME |
| Rodrigo Fornari | MME |
| Igor Sousa Ribeiro | MME |
| Bianca M. M. de Alencar Braga | MME |
| Ricardo M. A. Faria | MME |
| Francisco Arteiro | ONS |

| | |
|------------|---|
| Anexo 1: | Nota Informativa - 178ª Reunião do CMSE (08-03-2017) (SEI 0027038); |
| Anexo 2.1: | Datas de Tendência das Usinas - 178ª Reunião CMSE (08-03-2017) (SEI 0027039); |
| Anexo 2.2: | Datas de Tendência das Usinas - 178ª Reunião CMSE (08-03-2017) (SEI 0027040); |
| Anexo 3: | Datas de Tendência da Transmissão - 178ª Reunião CMSE (08-03-2017) (SEI 0027042). |



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 29/03/2017, às 16:57, 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 **0026456** e o código CRC **378FFB0B**.

Referência: Processo nº 48300.001121/2017-77

SEI nº 0026456