



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### ATA DE REUNIÃO

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

#### ATA DA 203ª REUNIÃO

Data: 5 de setembro de 2018

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

#### 1. ABERTURA

1.1. A 203ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Minas e Energia, Sr. Moreira Franco, que agradeceu a presença de todos. Em seguida, o Secretário de Energia Elétrica do MME, Ildo Wilson Grüdtner, submeteu à apreciação a Ata da 202ª Reunião (Extraordinária) do Comitê, realizada no dia 31 de agosto 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 agosto de 2018, áreas de instabilidade nas regiões Sul e Sudeste e o avanço de frentes frias ocasionaram precipitação acima da média histórica nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Grande, no trecho incremental à Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu e no trecho montante à usina hidrelétrica - UHE Três Marias. Nas demais bacias de maior interesse para a geração de energia hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, a precipitação acumulada no mês variou entre normal e abaixo da média.

2.2. O ONS destacou que, no mês de agosto de 2018, foram verificados os valores de Energia Natural Afluente – ENA bruta de 83% no Sudeste/Centro-Oeste, 47% no Sul, 39% no Nordeste e 72% no Norte, referenciados às respectivas Médias de Longo Termo – MLT.

2.3. 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 agosto, como o 8º pior, 6º pior, 3º pior e 4º pior valor do histórico, respectivamente. A ENA de todo o SIN para o mês de agosto também foi a 7ª pior do histórico de 88 anos, com 68% da MLT.

2.4. A Energia Armazenada – EAR verificada no final do mês de agosto foi de 28,1%, 40,6%, 32,0% e 54,0% 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 setembro de 2018 são: 21,7% no Sudeste/Centro-Oeste, 48,1% no Sul, 27,8% no Nordeste e 42,3% no Norte, desconsiderando a geração termelétrica fora da ordem de mérito.

2.5. Para os próximos sete dias não há previsão de chuvas expressivas sobre as bacias de maior interesse para a geração de energia hidrelétrica no SIN. Para a segunda semana, os modelos disponíveis (CPTEC/INPE e GFS) indicam chuvas mais expressivas apenas nos extremos sul e norte do Brasil.

2.6. Atualmente, as temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial são compatíveis com um cenário de neutralidade. Contudo, o aquecimento sistemático das águas desde o mês de abril, a presença de águas mais quentes nas profundezas do oceano e a previsão de vários modelos numéricos indicam a provável ocorrência do fenômeno do "El Niño", possivelmente de intensidade fraca a moderada, durante a próxima estação chuvosa da região central do Brasil. Esse cenário, em princípio, não implica impacto significativo para as chuvas da Região Sudeste nem para o início da estação chuvosa.

2.7. O risco de qualquer déficit de energia em 2018 é igual a 0,3% 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 setembro 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.

2.8. O CMSE decidiu manter, para a semana operativa de 8 de setembro a 14 de setembro de 2018, o despacho de usinas termelétricas até o limite de Custo Variável Unitário – CVU de R\$ 766,28/MWh. A decisão decorre do fato de os Custos Marginais de Operação para todos os subsistemas terem sofrido acentuada redução, enquanto que o nível de armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste se encontra no menor valor dos últimos anos.

**Deliberação:** O CMSE deliberou por manter o despacho de usinas termelétricas até o limite de Custo Variável Unitário – CVU de R\$ 766,28/MWh, por garantia de suprimento energético, durante a semana operativa de 8 de setembro a 14 de setembro de 2018.

2.9. O CMSE adotou metodologia proposta pelo ONS para avaliação da necessidade de despacho fora da ordem de mérito utilizando curva de referência para o reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e de reservatórios de usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba, visando a garantia de controle da cascata hidráulica e a manutenção da navegabilidade da Hidrovia Tietê-Paraná.

2.10. Não obstante, conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, 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.

2.11. O CMSE ainda deliberou para que o MME envie esforços no sentido de viabilizar geração em usinas termelétricas que se encontram operacionalmente disponíveis, sem contrato de comercialização de energia vigente e com CVU competitivo. Além disso, solicitou que o ONS avalie a viabilidade do aumento da importação de energia dos sistemas elétricos uruguaio e argentino. Indicou também a necessidade de avaliação do retorno operacional da UTE Fortaleza, que encontra-se atualmente sem fornecimento de combustível.

**Deliberação:** O MME deverá promover ações no sentido de viabilizar geração de usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente. O CMSE reconheceu que é necessária a inclusão excepcional até 30 de abril de 2019 de custos fixos nos custos variáveis das usinas termelétricas a gás natural despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, bem como a exclusão das mesmas da inadimplência do Mercado de Curto Prazo e da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017.

**Deliberação:** O ONS deverá avaliar a viabilidade do aumento da importação de energia dos sistemas elétricos uruguaio e argentino.

**Deliberação:** O MME e a ANEEL deverão avaliar junto à UTE Fortaleza e à Petrobras solução para permitir o fornecimento de combustível e retorno à operação da usina.

2.12. O ONS também destacou a necessidade de solicitar que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP dê celeridade às avaliações quanto aos Mecanismos de Aversão ao Risco – MAR, especialmente à implementação do Volume Mínimo Operativo, com submissão do assunto ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, se for o caso.

**Deliberação:** O MME, por meio da Secretaria-Executiva, que coordena os trabalhos da CPAMP, convocará reunião para discussão dos trabalhos do Grupo de Trabalho – GT Metodologia da CPAMP, buscando dar celeridade à implementação do Volume Mínimo Operativo.

2.13. O CMSE reiterou a garantia do suprimento no ano de 2018 e destacou que há recursos energéticos disponíveis, inclusive além dos montantes já despachados de usinas termelétricas. Informou que permanecerá acompanhando permanentemente as condições de suprimento do Sistema Elétrico Brasileiro, principalmente no que se refere ao nível dos reservatórios, agendando reunião extraordinária para a próxima quarta-feira, 12 de setembro, quando o tema será reavaliado.

### 3. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE SUPRIMENTO AO ESTADO DE RORAIMA

3.1. O ONS apresentou a quantidade de blecautes no sistema Roraima com origem na rede da Venezuela, indicando que, em agosto de 2018, foram registrados dez eventos e que, já no mês de setembro, até o dia 3, já tinham sido registrados seis.

3.2. Em atendimento à deliberação da 201ª reunião do CMSE, realizada em 1º de agosto de 2018, o ONS apresentou avaliação do atendimento ao sistema elétrico de Roraima desconsiderando a interligação Brasil-Venezuela. Recomendou que, para garantir um desempenho dinâmico aceitável frente às variações de carga e à perda da maior máquina do sistema, deveria ser mantida uma reserva girante de no mínimo 5% da carga total do sistema de Roraima, realizar a instalação de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC e promover a contratação de unidades geradoras adicionais com constante de inércia pré-especificada.

**Deliberação:** O ONS deverá coordenar, em conjunto com as empresas Eletrobras Distribuição Roraima - EDRR e Eletrobras Eletronorte, a instalação de Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC no sistema elétrico de Boa Vista/RR, visando melhorar a condição de atendimento apenas com geração termelétrica local e a resposta do sistema elétrico a contingências. Além disso, o ONS deverá aprofundar a análise das unidades geradoras adicionais para o sistema elétrico de Boa Vista/RR, considerando o crescimento de demanda previsto para 2019 e 2020, os prazos de instalação e suas características técnicas necessárias.

**Deliberação:** A Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME deverá apresentar na reunião extraordinária do CMSE da próxima semana as informações sobre o andamento do processo do leilão para contratação de novas fontes de geração e de sistemas de armazenamento de energia para atender a região de Roraima, considerando a possibilidade de contratação da geração adicional apontada pelo ONS para atendimento do crescimento de demanda nos anos seguintes.

3.3. Os membros do CMSE também indicaram como necessária a realização de teste de operação utilizando apenas geração termelétrica local no sistema elétrico de Boa Vista/RR, de modo a avaliar o comportamento do sistema em regime permanente.

**Deliberação:** A ANEEL deverá programar teste de operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR isolado da Venezuela, com atendimento apenas pela geração termelétrica local, visando avaliar a performance das unidades geradoras locais e o atendimento em regime permanente, durante intervalo contínuo de 72 (setenta e duas) horas, bem como para posteriormente ajustar o sistema de controle das unidades geradoras, verificar o desempenho dinâmico com 5% de inércia, verificar a efetividade do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC a ser implantado e obter os modelos dinâmicos na operação ilhada. Após este teste, também deverá ser testada a operação sincronizada com a Venezuela com fluxo nulo na interligação.

#### 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 agosto de 2018, entraram em operação comercial 129,9 MW de capacidade instalada de geração. Em relação à transmissão, entraram em operação 1.800 MVA de transformação na Rede Básica.

4.2. Assim, a expansão do sistema no ano 2018, até o mês de agosto, totalizou 3.162,4 MW de capacidade instalada de geração, 3.202 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 11.946 MVA de transformação na Rede Básica.

4.3. O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 23 de agosto de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 11/2018/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 27 de agosto de 2018.

4.4. 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 22 de agosto de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 9/2018/CGET/DMSE/SEE-MME, em 31 de agosto de 2018.

#### 5. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. A CCEE apresentou a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de agosto de 2018. Foi contabilizado um total de R\$ 11,6 bilhões, sendo R\$ 3,74 bilhões correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de julho de 2018 e os outros R\$ 7,84 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 julho de 2018.

5.2. A expectativa é que sejam recolhidos cerca de R\$ 2,41 bilhões, 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 próxima de 86%. Os agentes amparados por decisões que determinam a incidência regular das normas (que somam menos de 1% do total de credores) perceberão adimplência de 13%. Estima-se que após a operacionalização dessas decisões judiciais não haverá recurso para efetivar os pagamentos aos agentes que não estão beneficiados por decisão judicial desta natureza.

5.3. Em relação ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o GSF para o mês de julho de 2018 foi 61%, considerando a sazonalização da garantia física de todas as usinas participantes deste mecanismo, seguindo a tendência de queda no período seco. Com relação à repactuação do risco hidrológico, o GSF relativo a este bloco de usinas correspondeu a 67%.

5.4. Por fim, foi apresentado que nos últimos 12 meses os distribuidores assumiram, na contabilização do MCP, cerca de R\$ 21,7 bilhões relativos às cotas de garantia física, à contratação da energia de Itaipu e à repactuação do risco hidrológico.

## 6. RESULTADO DA SEGUNDA REVISÃO QUADRIMESTRAL DA CARGA DO SIN

6.1. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou os resultados da 2ª Revisão Quadrimestral da Carga do SIN para o horizonte 2018 a 2027. Para o horizonte do planejamento da operação energética, até 2022, o novo estudo levou a uma redução da carga que varia entre 1,33% e 1,65% no horizonte, em relação à previsão anterior, o que corresponde a um patamar cerca de 1.300 MW médios inferior em 2022.

6.2. Em relação ao balanço entre oferta e demanda de energia, a EPE ressaltou que é necessário avançar nos aspectos metodológicos e regulatórios para contratação de capacidade adicional de geração de energia elétrica para atendimento à potência, em face da mudança no perfil da matriz elétrica.

## 7. APRESENTAÇÃO SOBRE LEILÕES DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. A ANEEL realizou apresentação sobre os resultados do Leilão nº 03/2018 (A-6 de 2018 ou 28º Leilão de Energia Nova), destacando o deságio médio de 46,9% e a contratação de 835 MW médios, cerca de 68% da garantia física dos empreendimentos vencedores.

7.2. Os investimentos previstos são da ordem de R\$ 7,7 bilhões, sendo cerca de R\$ 5,8 bilhões em eólicas.

7.3. Foi destacado também que a mudança na sistemática dos leilões a partir de 2017 resultou, para o produto eólico, em um deságio médio da ordem de 65%, enquanto que o deságio médio que foi verificado anteriormente, desde 2014, foi de cerca de 2%.

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

8.1. O ONS informou que no período de 2 de agosto a 4 de setembro de 2018 houve três interrupções de carga com montante acima de 100 MW, por tempo superior a 10 minutos, sendo uma no estado no Piauí, com corte de 267 MW de carga, uma envolvendo os estados do Acre e Rondônia, com 140 MW de corte de carga, e outra no estado do Rio de Janeiro, com 198 MW de corte de carga.

## 9. ASSUNTOS GERAIS

9.1. Nada mais havendo a tratar o Secretário-Executivo 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
Moreira Franco	MME
Marcio Felix	MME
Edvaldo Risso	MME

Moacir Carlos Bertol	MME
André Pepitone	ANEEL
Romário O. Batista	ANEEL
Efraim Cruz	ANEEL
Roberto Castro	CCEE
Raul Sollero	CEPEL
Symone C. S. Araújo	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Wanderley Uchoa	MME
João Vicente Vieira	MME
Domingos R. Andreatta	MME
Reive Barros dos Santos	EPE
Amílcar Guerreiro	EPE
Francisco Arteiro	ONS
Sinval Zaidan Gama	ONS
José Cesário Cecchi	ANP
Helio da Cunha	ANP
Joaquim Gondim	ANA
Aurélio P. Farias	MME
Ricardo S. Homrich	MME
André G. L. Perim	MME
Luís Felipe Marcelino Nolasco	MME
Eduardo Vinicius Acunha Xavier	MME
Breno Leopoldo	MME
Fabricio Dairrel C. Lacerda	MME
Verônica e S. Sousa	MME
Rita Alves Silva	MME
Lucio Costi Ribeiro	MME
Cesar F. Borges	MME
Elisa Bastos	MME
Igor Walter	MME

Rodrigo Fornari	MME
Rodrigo Limp	ANEEL
Eduardo Azevedo	MME
Marco Pando	ANEEL
Andre Luiz Diniz	CEPEL
Elizeu Pereira Vicente	MME
Frederico de Araújo Teles	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Layse Lacerda	MME
Luiz Eduardo Barata Ferreira	MME
Pedro Henrique P. Leal	MME
Fernando Thompson	MME

Anexo 1:	Nota Informativa - 203ª Reunião do CMSE (05-09-2018) (SEI nº 0214201);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 203ª Reunião do CMSE (05-09-2018) (SEI nº 0214203);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 203ª Reunião do CMSE (05-09-2018) (SEI nº 0214210).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grüdtner, Secretário de Energia Elétrica**, em 03/10/2018, às 19:10, 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 **0214187** e o código CRC **C8392F49**.