

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Nota Informativa – 6 de setembro de 2017

O CMSE esteve reunido nesta quarta-feira, 6 de setembro de 2017, com o objetivo de analisar as condições de suprimento eletroenergético em todo o território nacional, e divulgar, de forma preliminar, os principais pontos tratados pelo colegiado:

Avaliação do Suprimento a Manaus: O ONS apresentou estudo sobre as condições de atendimento ao Sistema Manaus, no horizonte 2018 a 2021, com enfoque para uma reavaliação do montante necessário de geração térmica local, buscando manter a confiabilidade e segurança no suprimento de energia à região. Os resultados apontaram a importância da imediata entrada em operação da primeira unidade geradora da usina térmica - UTE Mauá 3, com 187,5 MW, sendo condição necessária para que se possa atender ao critério de confiabilidade de perda dupla na Interligação 500 kV Tucuruí – Macapá – Manaus, com corte de carga controlado e evitando blecaute em Manaus, e ainda permite a desconstrução da UTE São José (50 MW).

Condições Hidrometeorológicas e Energia Armazenada: O ONS informou que, com base na última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, a temperatura superficial do Oceano Pacífico Equatorial, na atualidade, indica uma situação de neutralidade, o que não deve interferir significativamente no regime pluviométrico nos próximos meses. As previsões recentes indicam com maior probabilidade a ocorrência de precipitações inferiores à média histórica na porção Centro-Norte do Brasil, fato que poderá provocar um atraso no início da próxima estação chuvosa. Além disso, as aflúncias previstas para a região Sul estão bem abaixo da média histórica, e com isso este subsistema passou a receber energia da região Sudeste/Centro-Oeste.

Diante disso, o CMSE deliberou por aprofundar a análise das condições de atendimento ao SIN, com adoção de medidas para preservação dos estoques de armazenamento, tais como o aumento da importação internacional de energia a preços competitivos, a adoção de medidas de incentivo ao uso racional de energia e a majoração das transferências de energia entre os subsistemas. Foi reiterada a garantia do suprimento, porém chamou-se a atenção para o aumento dos custos da energia associado à utilização de recursos com preço final mais elevado. O CMSE decidiu realizar reunião extraordinária em quinze dias, quando as condições do atendimento serão reavaliadas, incluindo o despacho térmico fora da ordem de mérito, considerando análise de custo x benefício de sua utilização.

Reiterou-se também a importância da implementação de soluções estruturais para o Mercado de Curto Prazo – MCP. Os membros do CMSE registraram que o funcionamento inadequado do MCP está inibindo respostas da oferta e demanda de energia, que poderiam contribuir com o equilíbrio eficiente do setor. A paralisação do MCP afeta a segurança e amplia significativamente os custos de atendimento. A consideração dos riscos associados à incerteza de recebimento de receitas no MCP afeta a precificação da energia, com resultados que se refletem no aumento do custo da energia nos próximos leilões de energia nova, a exemplo do leilão previsto para dezembro/2017, afeta o preço no Mercado Livre de Energia em prejuízo da competitividade da indústria nacional, e implica em menor receita para a União no caso de leilões de concessões não prorrogadas, como previsto para setembro/2017. O CMSE reforçou a prioridade do assunto, que está sendo coordenado pela Secretaria Executiva do MME, e que vem discutindo soluções para encaminhamento do questionamento judicial do tema.

O ONS apresentou também que, em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de agosto de 2017 os valores de 86% no Sudeste/Centro-Oeste, 51% no Sul, 31% no Nordeste e 58% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

Ao final do mês de agosto de 2017, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 32,5%, 56,7%, 12,5% e 51,5% 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 são: 27,0% no Sudeste/Centro-Oeste, 51,1% no Sul, 8,5% no Nordeste e 36,6% no Norte.

Análise de Risco: O risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,1%^[1] para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste considerando a configuração do sistema do PMO de setembro de 2017.

Operação Hidráulica do Rio São Francisco: O ONS informou que foram emitidas autorizações para a redução das vazões defluentes mínimas das UHEs Sobradinho e Xingó para o valor médio diário de 550 m³/s, através da Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017 e da Autorização Especial IBAMA nº 12/2017. O Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, após informação dos usuários limitantes de reduções de defluência, recomendou a redução da defluência para 580 m³/s na UHE Xingó, que foi implementada a partir do dia 31 de agosto, preservando as captações à jusante que se encontram próximo aos limites mínimos operacional. Chuvas a jusante tem mantido a vazão superior à defluência da UHE Xingó.

O ONS apresentou as simulações atualizadas de expectativa de armazenamento nas UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica ao longo do período seco, utilizando os piores cenários de aflúncias verificados no histórico, que têm se aproximado da realidade vivenciada atualmente. Os últimos resultados apontam para o atingimento dos níveis de armazenamento, ao final do período seco, em novembro de 2017, de 5,0% na UHE Três Marias e de 1,2% na UHE Sobradinho, caso a vazão defluente de Xingó seja reduzida para 550 m³/s a partir do mês de setembro.

Com base nos resultados, o CMSE reiterou a importância de que sejam adotadas medidas necessárias para preservação dos estoques dos reservatórios das usinas hidrelétricas do Rio São Francisco, a fim de proporcionar maior segurança hídrica para a bacia até o final do período seco e para o próximo ano.

Expansão da Geração e Transmissão: A Secretaria de Energia Elétrica - SEE/MME relatou que, em agosto, entraram em operação comercial 265 MW de capacidade instalada de geração, 438,2 km de linhas de transmissão e conexões de usinas na Rede Básica e 1.200 MVA de transformação na Rede Básica. Assim, a expansão do sistema no ano 2017, até o mês de agosto, totalizou 3.989,6 MW de capacidade instalada de geração, 1.577,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 9.474 MVA de transformação na Rede Básica. Destaque para a entrada em operação comercial de unidades geradoras – UGs de diversos empreendimentos eólicos, totalizando 147,9 MW, além da entrada em operação comercial da usina fotovoltaica Ituverava 1, na Bahia, com 28 MW de capacidade instalada.

O CMSE, na sua competência legal, continuará monitorando, de forma permanente, as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País. As definições finais sobre a reunião do CMSE de hoje serão consolidadas em ata devidamente aprovada por todos os participantes do colegiado e divulgada conforme o regimento.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

^[1] Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave utilizando séries sintéticas, com tendência hidrológica, considerando em seus parâmetros que não há racionamento preventivo, 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 SE/CO e NE.