



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 176ª REUNIÃO

Data: 11 de janeiro de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 176ª 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, além de questões relativas ao planejamento e à operação eletroenergética do SIN.

2.2. Na avaliação das condições hidrometeorológicas e climáticas, informou que a associação de um sistema de baixa pressão e a passagem de uma frente fria ocasionou chuva fraca a moderada nas bacias dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste nas duas primeiras semanas de dezembro. Na segunda quinzena, um sistema de alta pressão inibiu as chuvas sobre as bacias dos rios São Francisco, Tocantins, Grande e Paranaíba e os acumulados mais significativos ocorreram nas bacias dos rios Paraná e Uruguai.

2.3. Na primeira semana do mês de janeiro, duas frentes frias avançaram pela região Sul, sendo que a primeira chegou a atingir o litoral de São Paulo. Nesse período, a precipitação foi em forma de pancada e em pontos isolados das bacias dos rios Paranapanema, Tietê e Grande. Somente as bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguazu apresentaram volume significativo de precipitação. Nas demais bacias hidrográficas, predominou céu claro e ausência de precipitação.

2.4. O ONS destacou que, de acordo com a última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Estendida, é pouco provável que a situação oceânica no Pacífico exerça influência sobre as precipitações da atual estação chuvosa. Em relação à previsão de precipitação das próximas semanas, foi destacada a baixa confiabilidade dos resultados, em virtude de discrepância entre os modelos consultados.

2.5. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de dezembro os valores de 78% no Sudeste/Centro-Oeste, 98% no Sul, 54% no Nordeste e 50% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT do referido mês.

2.6. Já em termos de armazenamentos equivalentes, ao final do mês de dezembro, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 33,7%, 60,2%, 16,2% e 18,9% nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, referenciados à EAR máxima. Os resultados do Programa Mensal de Operação – PMO do mês de janeiro indicam que devem ser atingidos ao final do mês de janeiro de 2017 os seguintes

armazenamentos: 38,9% no Sudeste/Centro-Oeste, 74,1% no Sul, 18,4% no Nordeste e 25,0% no Norte.

2.7. Com relação aos Custos Marginais de Operação – CMOs por subsistema, resultados do PMO do mês de janeiro, o ONS destacou, entre outras comparações, que haveria um aumento de CMO da ordem de R\$ 99,12 / MWh (média dos patamares de carga) na utilização dos novos parâmetros do CVaR (50,40), com apenas um patamar do custo de déficit, com conseqüente aumento de 3.459 MW médios de geração térmica, e estoque adicional de 1,7 ponto percentual no reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste até o final deste mês.

2.8. Foi destacado também que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste encontra-se com armazenamento superior ao verificado no mesmo período do ano anterior, mas que as bacias dos rios Grande e Paranaíba estão com armazenamentos equivalentes da mesma ordem do ano anterior. Não obstante, a tendência de aumento dos estoques armazenados estava mais positiva em 2016 do que atualmente.

2.9. Foi 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 13,8% e 37,7% ao final do mês de novembro de 2017.

2.10. Em relação ao subsistema Nordeste, considerando a prática de defluência de 165 m³/s na UHE Três Marias, de 850 m³/s na UHE Sobradinho, e de 700 m³/s a partir da UHE Itaparica, a expectativa é que o armazenamento destas usinas atinja 29,7%, 13,2% e 8,7%, respectivamente, ao final de janeiro de 2017.

2.11. No dia 3 de janeiro de 2017, foi iniciada a operação de defluência da cascata do rio São Francisco nas UHEs Sobradinho e Xingó no patamar de 700 m³/s, em caráter de teste, que é o menor patamar já praticado na região, para enfrentamento da severa seca dos últimos anos. Com isso, a geração hidráulica é reduzida e o atendimento energético da região Nordeste passa a ser mais dependente de outras fontes de energia, que inclui a geração térmica.

2.12. Todavia, na última reunião de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, foi deliberado o aumento da defluência da UHE Sobradinho para patamar da ordem de 850 m³/s, de forma a recuperar o armazenamento da próxima usina da cascata, UHE Itaparica. Esta usina teve seu estoque reduzido nos últimos dias para atendimento a usos alheios ao setor elétrico, conforme pleito da Prefeitura de Penedo/AL e autorização pela Agência Nacional de Águas. A jusante da UHE Itaparica, a defluência permanece da ordem de 700 m³/s.

2.13. Conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, de forma a preservar os estoques das UHEs Tucuruí e Sobradinho e operar as interligações com critérios de segurança adequados, ainda poderá ser necessário manter o despacho térmico por garantia de suprimento energético nos subsistemas Nordeste e Norte.

2.14. 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 janeiro de 2017. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave para séries sintéticas, considerando em seus parâmetros que não há racionamento preventivo e apenas 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.

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 apresentou inicialmente a expansão da oferta de geração verificada em 2016, que totalizou 9.526,38 MW^[1] referentes a unidades geradoras de 178 usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e do Ambiente de Contratação Livre. Ressalta-se que esta expansão anual superou em mais de 25% o recorde anteriormente registrado para o sistema elétrico brasileiro, que era de 7.509 MW no ano 2014.

3.2. Em relação ao acréscimo verificado, foi destacada a expansão anual da fonte eólica, correspondente a 2.564,11 MW, além da conclusão em 2016 das UHEs Teles Pires (MT/PA) e Jirau (RO), cujas capacidades instaladas totalizam, respectivamente, 1.820 MW e 3.750 MW. Para 2016, foi registrada ainda a entrada em operação comercial das unidades geradoras – UGs de 1 a 3 da UHE Belo Monte e das UGs 1 a 4 do Sítio Pimental, representando 1.988,73 MW em operação no final do ano.

3.3. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2016, o sistema elétrico brasileiro totalizou 150,38 GW de capacidade instalada referente à geração fiscalizada e 72,17 MW referente à geração distribuída^[2].

3.4. Em relação aos empreendimentos futuros, foi informado que estão sendo monitoradas 472 usinas, que totalizam 29,8 GW de potência. Para o ano 2017, a previsão de expansão de usinas do ACR é de 6.264,41 MW.

3.5. Sobre as usinas do Grupo Bolognesi que atualmente são tratadas no monitoramento como empreendimentos sem data de previsão de entrada em operação, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL informou que a expectativa é que o processo que dispõe sobre a implantação desses empreendimentos seja concluído no âmbito da Agência em fevereiro de 2017.

3.6. Entre 9 de dezembro de 2016 e 11 de janeiro de 2017, período desde a última reunião do CMSE, entraram em operação comercial 825,5 MW, sendo 755,1 MW referentes a usinas do ACR e 70,4 MW do ACL. Deste montante, destaca-se a liberação, a partir de 3 de janeiro de 2017, para operação comercial das UGs de 45 a 50, com 69,59 MW cada, da UHE Santo Antônio (RO), usina que agora dispõe de todas as UGs em operação comercial.

3.7. Em relação ao acompanhamento das obras de transmissão, foi mencionado que, em 2016, houve o acréscimo de 4.777 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas e 10.357 MVA de transformação na Rede Básica^[3].

3.8. Sobre os destaques do monitoramento, foram noticiados, dentre outros: (i) a publicação do Despacho da ANEEL nº 3.265/2016, de 13 de dezembro de 2016, que acolhe e concede parcial provimento ao pedido da Transnorte Energia, reconhecendo que há elementos para a extinção do Contrato de Concessão ANEEL nº 003/2012 (LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista), encaminhando o processo administrativo ao MME, que o recebeu em 9 de janeiro de 2017; (ii) o envio, em 15 de dezembro de 2016, pela ANEEL ao MME do processo da Transmissora Paraense de Energia, recomendando a caducidade do Contrato de Concessão ANEEL nº 006/2014, que abrange, dentre outros empreendimentos, a LT 230 kV Vila do Conde – Tomé Açu C2.

3.9. Adicionalmente, a ANEEL informou que algumas obras do grupo Braxenergy ainda estão em processo de declaração da caducidade, enquanto outras, cujos processos já foram concluídos, estarão contempladas no próximo leilão de transmissão, previsto para ser realizado em abril de 2017.

3.10. Em relação aos empreendimentos futuros, estão sendo monitorados 29,3 mil km^[4] de linhas de transmissão e 68,0 GVA^[4] de capacidade de transformação. Para o ano 2017, a previsão de expansão é de 3.569,7 km de linhas.

3.11. Desde a última reunião do CMSE, entraram em operação 443 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas, dentre as quais a LT 500 kV Marimbondó II – Assis C1 (297 km) nos estados de Minas Gerais e São Paulo.

3.12. Sobre novos transformadores – TR, neste período, foram implantados 660 MVA de transformação da Rede Básica, com destaque para os TR1 e TR2 440/138 kV, 300 MVA cada, na subestação Marechal Rondon, em Mato Grosso do Sul.

3.13. 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 21 de dezembro de 2016, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 31/2016-SEE-MME, em 26 de dezembro de 2016, para subsidiar o PMO de janeiro de 2017.

3.14. 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 dezembro de 2016, do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 1/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 9 de janeiro de 2017.

-
- [1] Valores consolidados pelo MME e pela ANEEL em reunião realizada em 09/01/2017.
- [2] Valores preliminares obtidos no site da ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp0), conforme pesquisa realizada em 10/01/2017, prazo final para as distribuidoras atualizarem as informações referentes a 2016. Para confirmação destes valores, foi enviado pelo MME à ANEEL o Ofício nº 1/2017/CGDE/DMSE/SEE-MME, em 9/01/2017, ainda pendente de resposta.
- [3] Valores preliminares.
- [4] 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. REPUBLICAÇÃO DO PLD

4.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE realizou apresentação sobre: (i) a compatibilização entre os valores de carga considerados pelo ONS e CCEE; (ii) a revisão da carga global utilizada pelo ONS; e (iii) o recálculo do PLD, realizado em dezembro de 2016.

4.2. Conforme mencionado, o trabalho (i) foi realizado com o intuito de identificar e justificar as diferenças entre os valores de carga divulgados pelo ONS e os valores de geração disponibilizados pela CCEE. Nesse sentido, foram apontadas as diferenças existentes na consideração da carga pelas duas instituições, dentre as quais a não computação pela CCEE da geração distribuída (não modelada na CCEE), da autoprodução e dos valores de perdas e consumo interno das usinas do SIN.

4.3. A partir da compatibilização efetuada, o ONS realizou ajuste na carga global (ii) por ele considerada para o período entre janeiro de 2015 e setembro de 2016, implicando em decréscimo da ordem de 1.300 MW médios. Ressalta-se que este trabalho foi resultado da avaliação conjunta realizada entre ONS, EPE e CCEE e que culminou com a realização do I e II Workshops “Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN” em agosto e em dezembro de 2016.

4.4. Ainda como resultado do trabalho realizado conjuntamente por essas instituições, foi mencionada, dentre outros, a criação no âmbito do Acordo Operativo ONS/CCEE de uma Coordenação Executiva de Acompanhamento de Dados Verificados de Geração para Composição da Carga Global, com atribuições de sistematizar a troca dos dados verificados de geração e de informações relativas às usinas que acessam a rede básica e sistemas de distribuição. Assim, as ações desenvolvidas contribuirão para a promoção da transparência e para a ampliação das análises efetuadas pelos agentes.

4.5. Já em relação ao recálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD (iii), foi informado que, conforme Despacho ANEEL nº 3.280, de 14 de dezembro de 2016, a Agência determinou à CCEE o recálculo e a republicação do PLD referente a novembro de 2016 e às três primeiras semanas operativas de dezembro de 2016. Como resultado, houve a redução do PLD médio mensal de novembro em R\$ 52,93 / MWh e redução do PLD médio semanal em R\$ 39,27 / MWh, R\$ 33,07 / MWh, e R\$ 38,41 / MWh, para as três primeiras semanas operativas de dezembro, respectivamente, e para todos os subsistemas. Este recálculo foi motivado pela atualização da carga global utilizada nos modelos de programação eletroenergética de médio e curto prazo em função de inconsistências encontradas nas informações prestadas pelos agentes; de duplicidade devida à representação de conjunto de usinas e de usinas individualizadas; de duplicidade de nome de usinas; e de inconsistências pontuais.

4.6. Em seguida, a ANEEL realizou apresentação sobre o assunto, tendo destacado que o recálculo do PLD em virtude da identificação de erros é procedimento normatizado, conforme disposto na Resolução Normativa nº 568/2013.

4.7. Conforme o Regulamento, a republicação ocorre somente nos casos em que a diferença, em módulo, entre o PLD calculado e o seu valor original superar 10% do limite do PLD mínimo, que era de R\$ 30,25 / MWh em 2016. E ainda, gera efeitos financeiros apenas nas semanas operativas do mês cujo resultado do aporte de garantias financeiras ainda não tenha sido divulgado pela CCEE.

4.8. Assim, tendo sido verificadas as condições dispostas na Resolução, a Agência determinou à CCEE que realizasse o recálculo do PLD, situação que já foi realizada outras vezes. Conforme destacado, espera-se que a ocorrência desses erros seja minimizada. Além disso, foi mencionado que o processo tem sido constantemente aprimorado, a exemplo da revisão realizada nos Procedimentos de Rede, e das discussões na Agência sobre a Resolução Normativa nº 568/2013.

5. DESCONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA

5.1. A Secretaria Executiva do MME apresentou proposta de realização de Leilão de Descontratação de Energia de Reserva. Conforme informado, o Leilão seria arrematado pelo maior pagamento pela saída, até o montante definido pela EPE. Além disso, o certame seria executado pela CCEE, após publicação de edital pela ANEEL, em conformidade com as diretrizes do Ministério.

5.2. Segundo a proposta, poderiam participar desse leilão os empreendimentos que ainda não entraram em operação. Entre os benefícios dessa descontratação estariam a maior transparência do planejamento e a melhora do fluxo de caixa dos consumidores no presente, ao deixarem de pagar por uma energia cujo custo seria desnecessário e ao receberem valores antecipados pelo distrato dos contratos rescindidos por maior lance.

5.3. O CMSE decidiu aprofundar as análises sobre o modelo apresentado.

6. BALANÇO COMPARATIVO ENTRE OFERTA E DEMANDA

6.1. Em atendimento à deliberação da 175ª reunião do CMSE, a EPE apresentou monitoramento do balanço estrutural entre oferta física e carga de energia, com os respectivos resultados da análise considerando a 2ª revisão quadrimestral da carga, realizada em 2016, e também a previsão de carga atualizada no PMO de janeiro de 2017.

6.2. A metodologia utilizada indica uma sobra estrutural da ordem de 8,4 GW médios no ano de 2018. Contudo, foi destacado que o balanço estrutural, apesar de se constituir em ferramenta útil como termômetro do equilíbrio entre oferta e demanda, é uma análise que deve ser complementada com uma avaliação conjuntural e comercial. Nesse sentido, a EPE estuda outras métricas, de forma a enriquecer a análise das condições estruturais do suprimento sob a ótica do planejamento da expansão. Conforme proposto, esta análise será apresentada periodicamente ao Comitê quando forem realizadas revisões na carga.

7. PAR 2017- 2020: DESEMPENHO DAS INTERLIGAÇÕES NORTE-NORDESTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE

7.1. O ONS apresentou estudo sobre os limites de intercâmbio das interligações Norte – Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, tendo por base os resultados do Plano de Ampliação e Reforços 2017-2019.

7.2. Primeiramente, foram apresentados os cenários de atendimento energético e as respectivas configurações analisadas, incluindo a consideração da entrada em operação do 1º bipolo do sistema de transmissão para escoamento de energia da UHE Belo Monte no primeiro semestre de 2018 e do 2º bipolo em dezembro de 2019.

7.3. Foram destacados também os principais fatores limitantes dos fluxos nos equipamentos para atendimento a critérios de segurança. Além disso, foram avaliadas as situações de escoamento de energia da região Norte e Nordeste para diferentes cenários, tendo sido discutidos encaminhamentos para mitigar eventuais restrições.

7.4. Por fim, foi mencionada a situação de algumas obras da Abengoa, que impactarão no escoamento de energia no cenário Norte exportador, considerando a operação da UHE Belo Monte. Especificamente em relação à subestação Xingu, foi relatada a emissão de liminar da Justiça Estadual do RJ que impede a realização de obras na área de concessão da Abengoa nesta subestação.

7.5. Em relação ao assunto, a ANEEL destacou o esforço realizado no sentido de se viabilizar alternativas tecnicamente e economicamente viáveis visando mitigar os atrasos nas obras da Abengoa. Dessa maneira, e tendo em vista sua relevância para o SIN, os membros do Comitê destacaram a necessidade da solução deste entrave.

8. AVALIAÇÃO DOS PROBLEMAS DE SUPRIMENTO NA FRONTEIRA DA REDE BÁSICA: CAPITAIS E ÁREAS SOCIOECONÔMICAS RELEVANTES

8.1. Conforme deliberado na 155ª reunião do CMSE, o ONS apresentou avaliação dos problemas de suprimento na fronteira da Rede Básica abrangendo algumas capitais e outras áreas socioeconômicas relevantes, a saber: Porto Alegre, Curitiba, São Paulo, Goiânia, Rio de Janeiro, Manaus, Norte do Espírito Santo e região do Tramo Oeste, no Pará. Dessa maneira, forem destacadas as restrições de atendimento identificadas nesses locais, algumas em condição normal de operação ou em casos de contingência.

8.2. Essas situações decorrem, dentre outros motivos, de atrasos e não realização de obras de distribuição, e do descompasso entre a implantação de obras de transmissão e distribuição. Conforme destacado, estes temas devem estar sendo tratados no âmbito do Grupo de Trabalho “Compatibilização e Procedimentos de Distribuição”, cuja criação foi deliberada pelo CMSE em sua 135ª reunião.

8.3. Foram indicadas soluções mitigadoras de curto prazo, bem como as soluções estruturais existentes, com obras em andamento ou futuras.

9. RESULTADOS DO GRUPO DE TRABALHO DE AVALIAÇÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO PARA ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE MANAUS

9.1. A Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME realizou apresentação contemplando alguns resultados do Grupo de Trabalho criado para avaliação do suprimento à região metropolitana de Manaus.

9.2. Primeiramente, foi informado que as obras elencadas no estudo conjunto realizado entre ONS e EPE, e registrado na Nota Técnica “ONS NT 0035/2016 - EPE-DEE-NT-035/2016”, foram incluídas no Plano de Outorgas e encaminhadas para autorização pela ANEEL.

9.3. Tendo em vista a identificação pela Agência de barreiras regulatórias para autorização das obras de transmissão para a Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ou para a Eletrobras Eletronorte, a SPE/MME conduziu as ações necessárias de forma a viabilizar a designação da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. para exercer a atividade de transmissão no local. Como resultado, foi publicada a Portaria MME nº 706, de 15 de dezembro de 2016, que dispõe sobre essa alteração.

9.4. Dessa forma, a ANEEL está conduzindo o processo de autorização das obras à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A., com previsão para conclusão desta etapa ainda neste primeiro trimestre de 2017.

9.5. Assim, em relação aos trabalhos do Grupo, resta pendente a apresentação das demais avaliações deliberadas na 173ª do CMSE relativas, dentre outros assuntos, às discussões sobre os critérios operativos adotados e aos impasses relacionados ao combustível utilizado para geração térmica em Manaus.

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

10.1. O ONS apresentou um resumo do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 9 de dezembro de 2016 a 11 de janeiro de 2017, que contempla interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

10.2. Dentre as ocorrências, destacou a perturbação que envolveu as subestações Fortaleza, Fortaleza II e Delmiro Gouveia, resultando em corte de carga de cerca de 400 MW e duração de 49 minutos, e também a perturbação envolvendo o barramento de 230 kV da subestação Jauru. Além disso, realizou breve relato sobre a ocorrência verificada no dia 11 de janeiro e que resultou na interrupção de cerca de 650 MW de carga em Manaus e de 87 MW de cargas em Macapá.

10.3. Após a apresentação, o MME ressaltou que tem sido observado um aumento da gravidade das ocorrências em função da coordenação dos ajustes de proteção. Dessa maneira, o ONS deverá conduzir ação referente aos ajustes de proteção, de forma a se evitar novas perturbações.

Deliberação: o ONS deverá conduzir ação referente à coordenação dos ajustes de proteção, de forma a se evitar novas perturbações, ou o seu agravamento, por esta causa.

11. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

11.1. A CCEE fez um relato sobre as liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo referentes a outubro e novembro de 2016, realizadas, respectivamente, em dezembro de 2016 e janeiro de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia no ACR e ACL.

11.2. Primeiramente, foram apresentados os valores contabilizados do *Generation Scaling Factor* – GSF referentes às liquidações do ano 2016, tendo destacado o pagamento integral do montante repactuado no ACR. Em relação aos valores não repactuados no ACL, destacou que, até a liquidação de novembro de 2016, os débitos devidos totalizaram cerca de R\$ 1,6 bilhão.

11.3. Em relação à contabilização referente a outubro de 2016, seu valor total foi de R\$ 2,62 bilhões. Desse montante, R\$ 1,04 bilhão (40% do total contabilizado no mês) foram relativos ao efetivo apurado no Mercado de Curto Prazo, tendo havido pagamento de aproximadamente R\$ 880 milhões.

11.4. Já em relação à contabilização referente a novembro de 2016, seu valor total foi de R\$ 2,48 bilhões. Desse montante, R\$ 870 milhões (35% do total contabilizado no mês) foram relativos ao apurado no Mercado de Curto Prazo, tendo havido pagamento de aproximadamente R\$ 680 milhões.

11.5. Destaca-se que a inadimplência verificada nas liquidações de outubro e novembro do Mercado de Curto Prazo refere-se, dentre outros, à inadimplência de agentes de distribuição, cenário que permanece desde os meses anteriores.

11.6. Foram registradas também as principais liminares judiciais cumpridas nas liquidações da CCEE em 2016, que abrangeram, dentre outros, a aplicação do Fator de Indisponibilidade – FID da UHE Santo Antônio, o pagamento de encargos conforme rateio estabelecido na Resolução nº 03/2013 e liminares de preferência no recebimento dos créditos (*loss sharing*).

11.7. Em função do cumprimento da liminar de *loss sharing*, foi ressaltado que o crédito relativo à liquidação de novembro de 2016 não foi suficiente para pagamento dos agentes credores não amparados.

11.8. Por fim, foi apresentado resumo sobre a expansão do mercado livre, cujo número de associados na CCEE cresceu 74% entre dezembro de 2015 e dezembro de 2016. Nesse período, o número de consumidores no ACL cresceu 122%, e o número de novas adesões aumentou 25 vezes em relação ao registrado no ano anterior.

12. ASSUNTOS GERAIS

12.1. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

12.1.1. A CCEE realizou apresentação sobre o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCS D e sua sistemática ao longo de 2016. Conforme mencionado, juntamente com a

Resolução Normativa ANEEL nº 711/2016, este mecanismo contribui para a redução da sobrecontratação de energia.

12.1.2. Foram primeiramente apresentados os tipos de MCSD, que contemplam energia existente, com ajuste mensal, trocas livres, ou de 4%, e de energia nova, cujo ajuste é escalonado. Foi apresentado também o calendário do MCSD dos anos 2016 e 2017.

12.1.3. Em 2016 os acordos bilaterais entre geradores e distribuidores resultaram na redução de 136 MW médios na energia contratada, enquanto o MCSD de energia nova resultou em redução de 432 MW médios. Para 2017, já existem contratos bilaterais firmados para redução de 437 MW médios na contratação de energia existente e o primeiro MCSD de 2017 para energia nova resultou na redução de 431,26 MW médios.

12.1.4. Com isso, conforme dados contabilizados para o período entre janeiro e novembro de 2016 e estimativa realizada para 2017, a sobrecontratação média das distribuidoras deve ficar em torno de 108,7% e 109,1% para os anos 2016 e 2017, respectivamente.

12.2. **Andamento dos testes do 2º Bipolo do Sistema de Transmissão do Rio Madeira**

12.2.1. Em relação ao 2º Bipolo do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Madeira, o ONS informou que estão sendo priorizados os testes no Polo 04, que desde o dia 06 de janeiro vem operando em plena potência de 1.575 MW. Com isso, no momento da reunião, não estava sendo verificado vertimento turbinável nas UHEs Jirau e Santo Antônio. O ONS entendeu que esta operação deveria continuar para otimização energética do rio Madeira.

12.3. Nada mais havendo a tratar, o Ministro deu por 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 |
| Robésio Maciel de Sena | MME |
| Ary Pinto Ribeiro Filho | CCEE |
| Roberto Castro | CCEE |
| Rui Guilherme Altieri Silva | CCEE |
| André Pepitone da Nóbrega | ANEEL |
| Reive Barros Santos | ANEEL |
| José Jurhosa Jr. | ANEEL |
| Mauricyo Correia | MME |
| Moacir Carlos Bertol | MME |
| Eduardo Azevedo | MME |
| Edvaldo Luís Risso | MME |
| Paulo Pedrosa | MME |

| | |
|----------------------------------|-------|
| Fábio Lopes Alves | MME |
| Marcio Ruy Bezerra | MME |
| Ildo Wilson Grüdtner | MME |
| Amilcar G. Guerreiro | EPE |
| Angela Livino | EPE |
| Luiz Eduardo Barata Ferreira | ONS |
| Álvaro Fleury Veloso | ONS |
| Domingos Romeu Andreatta | MME |
| João Daniel Cascalho | MME |
| Renato Dalla Lana | MME |
| Gentil N. Sá Jr | ANEEL |
| Paulo Gabardo | MME |
| Ricardo Suassuna | MME |
| Flávia Pierry Bessa Lima | MME |
| Igor Walter | MME |
| Guilherme Wehb Syrkis | MME |
| Elizeu Pereira Vicente | MME |
| Rodrigo Fornari | MME |
| Guilherme Silva de Godoi | MME |
| Igor Souza Ribeiro | MME |
| Bianca M. Matos de Alencar Braga | MME |
| Manoel Clementino B. Neto | MME |
| José Brito Trabuco | MME |
| Fabiana Gazzoni Cepeda | MME |
| Aldo Barroso Cores Jr. | MME |

| | |
|----------|---|
| Anexo 1: | Nota Informativa - 176ª Reunião do CMSE (11-01-2017) (SEI 0008110); |
| Anexo 2: | Datas de Tendência das Usinas - 176ª Reunião CMSE (11-01-2017) (SEI 0008111); |



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 30/01/2017, às 18:26, 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 **0008016** e o código CRC **303B9EC3**.