



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 184ª REUNIÃO

Data: 6 de setembro de 2017

Horário: 9h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A reunião foi aberta pelo Secretário de Energia Elétrica do MME, Fábio Lopes Alves, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro Fernando Coelho Filho chegaria no decorrer da reunião em função de outros compromissos de agenda.

1.2. Em seguida, submeteu à apreciação a Ata da 183ª Reunião (Ordinária) do Comitê, realizada no dia 3 de agosto de 2017, sendo aprovada por unanimidade. Na sequência, 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 eletroenergético do SIN. Sobre as condições hidrometeorológicas e climáticas no mês de agosto de 2017, informou que nas duas primeiras semanas do mês ocorreu precipitação predominantemente nas bacias do subsistema sul. Na terceira semana, uma frente fria associada a um sistema de baixa pressão provocou chuva significativa nas bacias dos rios Iguaçu, Paranapanema e Tietê. A partir da quarta semana não ocorreu chuva significativa nas principais bacias do SIN. 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.

2.2. O ONS destacou que, conforme apresentado na reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, realizada no dia 31 de agosto de 2017, nos próximos quinze dias, não são esperados totais relevantes de precipitação no Brasil. Considerando prazos mais estendidos (de 15 a 30 dias), as previsões numéricas disponíveis indicam um aumento das precipitações no extremo noroeste do Brasil, conforme ocorre nessa época do ano.

2.3. A temperatura superficial do Oceano Pacífico Equatorial indica uma situação de neutralidade, ou seja, sem configuração de *El Niño* ou *La Niña*, o que não deve interferir significativamente no regime pluviométrico nos próximos meses. Contudo, a previsão climática sazonal para o período Setembro-Novembro de 2017 indica uma maior chance de ocorrência de precipitações inferiores à média histórica na porção centro-norte (incluindo boa parte da Região Centro-Oeste) do Brasil. Esse fato poderá provocar um atraso no início da próxima estação chuvosa.

2.4. 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 otimização 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.

Deliberação: Deverá ser realizada reunião extraordinária do CMSE em quinze dias para reavaliar as condições do atendimento ao SIN, incluindo o despacho térmico fora da ordem de mérito, considerando análise de custo x benefício de sua utilização.

2.5. O ONS continuou sua apresentação ilustrando 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.

2.6. 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.

2.7. Foi também apresentado estudo prospectivo do armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com valor esperado da ordem de 20% ao final deste período seco, enfatizando a forte dependência das condições hidrológicas do subsistema Sul e o consequente intercâmbio entre estes subsistemas.

2.8. Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, o ONS apresentou simulações de expectativa de armazenamento nas usinas hidrelétricas - UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica ao longo do período seco, utilizando cenários de aflúncias aderentes à realidade vivenciada atualmente, sejam estes valores os piores ou inferiores aos piores verificados no histórico. Estas simulações têm sido apresentadas semanalmente no âmbito do grupo de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, sob a coordenação da ANA, e que conta com ampla participação de representantes do Poder Público, usuários e sociedade civil.

2.9. Os últimos resultados apontam para o atingimento dos níveis de armazenamento de 5,0% e de -1,3% dos volumes úteis dos reservatórios das UHEs Três Marias e de Sobradinho, respectivamente, ao final do período seco, em novembro de 2017, sendo que, caso a vazão defluente de Xingó seja reduzida para 550 m³/s a partir do mês de outubro, o reservatório da UHE Sobradinho conseguirá se manter acima de seu nível mínimo operativo, com 1,2% do volume útil em novembro. Assim, reiterou-se a necessidade de permanente acompanhamento da evolução das condições hidrometeorológicas da bacia e do armazenamento dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, visando identificar a necessidade de implementação de medidas adicionais.

2.10. Sobre a 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, quando necessário, para fechamento do balanço energético local.

2.11. Foi mencionado também que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,1%, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de setembro de 2017. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave para séries sintéticas, com tendência hidrológica, 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 os dois subsistemas.

3. IMPORTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA ARGENTINA E DO URUGUAI

3.1. A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME relatou que o Brasil mantém acordo comercial de importação de energia elétrica do Uruguai por meio da Eletrobrás como comercializadora até 31 de dezembro de 2018 (Portarias MME nº 556/2015 e nº 164/2016).

3.2. O Brasil não tem acordo comercial de importação de energia elétrica da Argentina. Atualmente algumas comercializadoras tem solicitado autorização para importar energia elétrica do Uruguai e da Argentina, nas mesmas condições da Eletrobrás.

3.3. Na apresentação anterior, o ONS demonstrou a importância de se manter a importação de energia do Uruguai e se viabilizar a importação da Argentina, as quais se apresentam como uma fonte disponível e competitiva, para uso conjuntural pelo SIN.

3.4. Assim, os membros do CMSE recomendaram a adoção de medidas para preservação dos estoques de armazenamento, tais como o aumento da importação internacional de energia a preços competitivos, podendo ser autorizados um ou mais comercializadores para essa importação, desde que adimplentes perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, estendendo no que couberem as mesmas características e condicionantes concedidos à Eletrobrás consolidados nas Portarias MME nº 556/2015 e nº 164/2016.

Deliberação: O MME deverá coordenar as ações necessárias para viabilizar a importação de energia elétrica interruptível da República da Argentina e ampliar as possibilidades de importação da República Oriental do Uruguai no menor prazo possível. A importação da Argentina deverá ocorrer de forma excepcional e temporária, até 31 de dezembro de 2018, por meio das Estações Conversoras de Garabi I e II (2 x 1.100 MW) localizada no município de Garruchos (RS) e da Conversora de Uruguaiana (50 MW) no município de Uruguaiana (RS). A importação do Uruguai ocorre de forma excepcional e temporária, até 31 de dezembro de 2018, por meio das Estações Conversoras de Rivera (UR) e de Melo (UR) fronteira com o Brasil. Poderão ser autorizados um ou mais comercializadores para essas importações, desde que adimplentes perante a CCEE, estendendo a eles, no que couber, as mesmas características e condicionantes concedidos à Eletrobrás consolidados nas Portarias MME nº 556/2015 e nº 164/2016. Os preços da energia elétrica referente a essa operação de importação deverão ser previamente informados a cada período semanal de oferta, para que, junto aos demais custos envolvidos na referida operação, sejam avaliados pela ANEEL e, caso autorizados, deverão ter o ressarcimento previsto conforme portaria específica do MME.

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

4.1. A SEE/MME iniciou a apresentação elencando os destaques do monitoramento dos empreendimentos de geração relativos ao período desde a última reunião do CMSE. Nesse sentido, informou que o Leilão de Descontratação de Energia de Reserva, realizado em 28 de agosto de 2017, resultou na saída de 25 usinas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, totalizando 557,36 MW de capacidade instalada, sendo dezesseis usinas eólicas – UEE, totalizando 307,7 MW, e nove usinas solares fotovoltaicas – UFV, totalizando 249,66 MW, culminando com 183,2 MW médios de energia descontratados.

4.2. Informou também que, em relação à usina hidrelétrica – UHE São Manoel (700 MW), o IBAMA emitiu a licença de operação nº 1.404, em 5 de setembro de 2017, o que autoriza o início do enchimento de seu reservatório. Entretanto, o obstáculo para início do enchimento é a baixa vazão do

rio Teles Pires. Em relação à UHE Colíder (300 MW), em quinze de agosto foi iniciado o enchimento de seu reservatório e o nível operacional de 272 metros deve ser atingido entre os dias 20 de novembro e 25 de dezembro de 2017.

4.3. Relatou que, até 31 de agosto de 2017, o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 3.989,63 MW de capacidade instalada. Este valor representa cerca de 67% da previsão da oferta de geração para o ano 2017, o qual foi atualizado neste mês de 5.971,46 MW para 6.178,33 MW, em função da consideração dos valores relativos ao Ambiente de Contratação Livre - ACL e dos Sistemas Isolados.

4.4. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacada a entrada em operação da linha de transmissão - LT 500 kV Sapeaçu / Morro do Chapéu 2, com 300 km, e a subestação - SE Morro do Chapéu 2, com um transformador de 500/230 kV e 900 MVA, ambas da Odoya Transmissora, possibilitando a integração de mais 150 MW de usinas eólicas ao SIN. Também entrou em operação a LT 500 kV Assis – Londrina, com 120 km, da COPEL GT, que representa um reforço na interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

4.5. A expansão verificada até 31 de agosto de 2017 totalizou 1.577,9 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas (45% do previsto para o ano 2017) e 9.474 MVA de transformação na Rede Básica (62% do previsto para o ano 2017). No mês de agosto, entraram em operação 438 km de linhas de transmissão e 1.200 MVA de capacidade de transformação.

4.6. 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 17 de agosto de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 11/2017 /CGEG/DMSE/SEE-MME, em 21 de agosto de 2017, para subsidiar o PMO de setembro de 2017.

4.7. As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações, conforme estabelecidas na reunião mensal de 16 de agosto 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 11/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 28 de agosto de 2017, foram homologadas pelos membros do Comitê de forma parcial. Os membros do CMSE avaliaram as propostas de postergação de datas de tendência de alguns empreendimentos, que impactam nas margens de escoamento do Leilão de Energia Nova “A-4”, previsto para final do ano 2017, e decidiram adequar as datas dos seguintes empreendimentos de transmissão, ajustando para a data informada logo abaixo:

I - LT 500 kV Gilbués II - São João do Piauí C1 e adequação do módulo geral da SE São João do Piauí para conexão da São João Transmissora, ambas de propriedade da São João Transmissora – data de previsão: 31/05/2020;

II - Adequação do módulo geral da SE Gilbués II para conexão da São João Transmissora, de propriedade da São Pedro Transmissora – data de previsão: 31/05/2020.

5. AVALIAÇÃO DO SUPRIMENTO DE ENERGIA AO SISTEMA MANAUS

5.1. O ONS apresentou o resultado do estudo de reavaliação das condições de atendimento a Manaus, para o horizonte até dezembro de 2021, dando continuidade às análises efetuadas pelo grupo de trabalho estabelecido pela Portaria MME nº 15, de 20 de Janeiro de 2016, que determinou que fosse feita avaliação completa dos sistemas de transmissão e de distribuição para atendimento à região metropolitana de Manaus, nos horizontes de curto, médio e longo prazo, elencando as medidas operativas, o tempo necessário de permanência das térmicas emergenciais e as soluções estruturantes necessárias para a região, de modo a eliminar a necessidade de complementação térmica interna no sistema de distribuição. O detalhamento completo do estudo inicial foi apresentado na 167ª reunião do

CMSE, realizada em 6 de abril de 2016.

5.2. Nesta reavaliação do estudo, foi considerada a revisão da carga conforme informado pela Eletrobras Distribuição Amazonas, sendo cerca de 10% inferior à carga considerada anteriormente para os anos 2017 e 2018. As principais conclusões identificaram a importância da entrada em operação das primeiras unidades geradoras da usina térmica - UTE Mauá 3, que tem potência instalada total de 583 MW, na maior brevidade possível, de modo a atender ao critério de confiabilidade no suprimento a capitais, melhorar o controle de tensão, a resiliência frente a perturbações no Sistema Manaus, além de melhorar o processo de recomposição, no caso de um desligamento de maior porte, visto que essa usina possui recurso de autorrestabelecimento (*black start*).

5.3. Assim, após a entrada em operação da primeira unidade geradora da UTE Mauá 3, deverá ser desativada a UTE São José (50 MW), atendendo ao estabelecido no artigo 2º da Portaria MME nº 179, de 11 de maio de 2016.

5.4. Considerando a análise apresentada, o CMSE decidiu que:

Deliberação: O CMSE reconhece a necessidade de geração excepcional da UTE Mauá 3 (583 MW), de setembro de 2017 a dezembro de 2018, para garantir a confiabilidade e a segurança do suprimento de energia ao Sistema Manaus.

6. APRESENTAÇÃO DAS AÇÕES DO GT ATENDIMENTO A RORAIMA

6.1. A SEE/MME informou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho sobre as condições de atendimento a Roraima. Foi mencionado que, desde a última reunião do Comitê, houve sete blecautes em Roraima, sendo todos com origem na Venezuela. As análises de medidas de curto prazo estão em andamento, tendo sido verificada gradual redução dos tempos de recomposição. Adicionalmente, foi aperfeiçoado o processo de análise dos blecautes, sendo que o ONS passará a coordenar as análises dos desligamentos que acarretem interrupção total das cargas.

6.2. Em relação à geração distribuída e eficiência energética, o grupo concluiu que há viabilidade econômica para implantação de projetos utilizando a sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC. No entanto, são necessárias adequações na legislação que serão tratadas pelo MME. Também estão em andamento estudos sobre armazenamento de energia. A Aneel ressaltou que está analisando a viabilidade de realização de chamada pública para implantação de eficiência energética em Roraima e que em setembro será possível apresentar agenda de trabalho.

6.3. Na sequência, o relato do andamento dos trabalhos do subgrupo IV do GT, que trata do estudo de alternativas de médio e longo prazo para atendimento ao Estado de Roraima, foi retirado de pauta, a pedido da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, que coordena este tema.

6.4. Por fim, a SEE/MME ressaltou a necessidade de se aumentar a autonomia de combustível para as usinas térmicas que atendem Boa Vista, atualmente limitada a 4 dias. Foi realizada reunião em 8 agosto de 2017 para avaliar essa questão, coordenada pela SEE/MME e com participação da ANEEL, CCEE e ONS, conforme encaminhado na última reunião do CMSE. Os membros do Comitê reconheceram a importância da recomposição dos estoques para garantir o atendimento à Boa Vista em caso de necessidade de despacho térmico pleno.

Deliberação: O CMSE recomenda que a quantidade de combustível disponível para as usinas térmicas que atendem Boa Vista seja ampliada e mantida em montante igual à capacidade total de estocagem.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1. A CCEE fez um relato sobre a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto

Prazo – MCP referente a julho de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia no ACR e no ACL.

7.2. Foi informada a liquidação de um total de R\$ 4,43 bilhões, sendo R\$ 1,88 bilhão correspondente ao MCP, dos quais houve pagamento de aproximadamente R\$ 1,49 bilhão, sendo parcela significativa do restante devido referente à inadimplência de agentes de distribuição, situação já verificada em meses anteriores. Em relação ao *Generation Scaling Factor* – GSF referente ao ACL, os débitos totalizaram aproximadamente R\$ 2,55 bilhões, correspondendo a 58 % do total contabilizado no mês e decorrem de liminares obtidas em ações judiciais que questionam o GSF.

7.3. A CCEE informou também que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de julho o GSF correspondeu a 63,9%. A previsão é que a média anual fique em cerca de 81%.

7.4. Os membros do CMSE reiteraram a importância da implementação de soluções estruturais para o MCP, principalmente em razão da judicialização existente no mercado. 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 de 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 de 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.

Deliberação: A Secretaria Executiva do MME deverá tratar com prioridade absoluta a implementação de soluções estruturais para destravar o Mercado de Curto Prazo – MCP, pois seu funcionamento inadequado tem afetado a segurança e ampliado significativamente os custos de atendimento ao SIN.

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

8.1. O ONS fez um relato do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 3 de agosto de 2017 a 5 de setembro de 2017, contemplando as ocorrências com interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

8.2. Iniciou-se o relato com o destaque de um primeiro desligamento envolvendo a interligação Acre-Rondônia no dia 17 de agosto às 21h56, que teve como causa inicial a incidência de um curto-circuito monofásico, provocado por vegetação, na LT 230 kV Ariquemes – Samuel C3, eliminado por atuação correta da sua proteção. Houve uma tentativa de religamento automático, sem sucesso. Houve atuação incorreta de algumas proteções, culminando com o desligamento dos circuitos C1 e C2 da referida LT e causando blecaute no sistema Acre-Rondônia, totalizando um corte de 305 MW de cargas em Rondônia e 130 MW no Acre. Ocorreu também o desligamento de cinco unidades geradoras da UHE Santo Antônio e duas da UHE Samuel. O ONS realizou reunião no dia 24 de agosto de 2017 para análise detalhada e elaboração do Relatório de Análise de Perturbação - RAP.

8.3. Foi apresentado também um segundo desligamento envolvendo a interligação Acre-Rondônia no dia 29 de agosto às 15h48, que teve como causa inicial a incidência de um curto-circuito bifásico na LT 230 kV Porto Velho – Abunã C1, eliminado pela atuação correta de sua proteção. Houve um segundo evento, ainda não identificado, que levou a uma oscilação na região, culminando com a atuação da Proteção de Perda de Sincronismo - PPS, isolando o sistema Acre/Rondônia do SIN, causando blecaute na região e totalizando um corte de 720 MW de cargas nos

estados do Acre e Rondônia. Ocorreu também o desligamento de unidades geradoras nas UHE Santo Antônio, Jirau e Samuel. O ONS realizou reunião no dia 4 de setembro de 2017 para análise detalhada e elaboração do RAP.

9. AÇÕES INTEGRADAS DA ANEEL PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE DESLIGAMENTOS POR QUEIMADAS NAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS

9.1. A ANEEL fez um relato das atividades coordenadas pela agência no que tange à prevenção de desligamentos forçados de linhas de transmissão causados por queimadas. Apresentou um histórico de perturbações na Rede Básica do SIN, destacando que o período crítico das ocorrências causadas por queimadas ocorre entre julho e novembro de cada ano e que, nos meses de agosto e setembro, cerca de um terço dos desligamentos da Rede Básica são provocados por queimadas.

9.2. Destacou também as ações que a fiscalização da ANEEL vem fazendo sobre o assunto, elencadas em quatro eixos principais: Monitoramento, Análise, Ação Fiscalizadora e Acompanhamento. As principais ações são:

- I - Monitoramento das interligações regionais;
- II - Monitoramento de focos de incêndios próximos a linhas;
- III - Recebimento de informações das empresas de manutenções vão a vão;
- IV - Realização de reuniões técnicas com as empresas transmissoras;
- V - Estabelecimento de planos para limpeza de faixas com data limite em julho;
- VI - Notificação de transmissoras com manutenção insuficiente;
- VII - Acompanhamento das manutenções realizadas; e,
- VIII - Realização de diligências de campo.

9.3. Foi destacada ainda a melhoria nos processos de acompanhamento das manutenções das linhas de transmissão no âmbito da agência, incluindo o desenvolvimento do sistema de monitoramento automático das manutenções de faixas de servidão, identificação de áreas críticas de queimadas, utilização de imagens de satélite, associação entre focos de incêndio e desligamentos, coleta sistematizada de dados de campo via aplicativo móvel, análise espacial permitindo maior seletividade de ações de fiscalização, dentre outras.

10. ANDAMENTO DAS AÇÕES PARA MELHORIA DO DESEMPENHO ELÉTRICO DO SIN

10.1. O ONS relatou o andamento da análise sobre as explosões de Transformadores de Corrente – TC no SIN. Destacou que desde janeiro de 2014, o ONS, juntamente com o MME e a ANEEL, vem realizando reuniões visando identificar pontos de melhoria no processo de substituição de transformadores de instrumentos, principalmente em função do elevado número de perturbações causadas por explosão de TC em instalações da Rede Básica.

10.2. Na reunião do grupo realizada em junho de 2017, coordenada pelo ONS, foi apresentado o levantamento de explosão de TC na Rede Básica, no período de 2012 a maio de 2017, onde se destacam os modelos CTH-550 (GE), QDR-245 (Alstom) e AOK-362 (BBC), sendo que o modelo CTH-550 apresentou um aumento significativo de sinistros nos três últimos anos. Estão em curso análises sobre este modelo, com a participação do fabricante, das empresas envolvidas e do CEPEL, além dos demais órgãos integrantes do grupo. Também foram realizados ensaios e medições na SE Cuiabá 500 kV, pela State Grid e CEPEL, com o objetivo de identificar a causa das explosões. Os resultados dessas medições encontram-se em fase de avaliação e consolidação e a previsão de

conclusão é na primeira semana de outubro de 2017. Na sequência deverão ser delineadas as próximas ações relativas ao assunto.

11. ASSUNTOS GERAIS

11.1. Na sequência, o Secretário Executivo do MME, Paulo Pedrosa, 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
Paulo Pedrosa	MME
Fábio Lopes Alves	MME
Márcio Felix	MME
Ildo Wilson Grüdtner	MME
Luiz Barroso	EPE
Amilcar Guerreiro	EPE
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS
José Cesário Cecchi	ANP
Ricardo Suassuna	MME
Ricardo S. Homrich	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME
Eduardo Azevedo	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL
José Jurhosa	ANEEL
Reive Barros dos Santos	ANEEL
Tiago B. Correia	ANEEL
Rui Guilherme Altieri	CCEE
Solange David	CCEE

Roberto Castro	CCEE
Robésio Maciel de Sena	MME
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Renato Dalla Lana	MME
Mauro P. Muniz	ONS
Paulo Cesar M. Domingues	MME
Igor Walter	MME
Guilherme Syrkis	MME
Layse A. Lacerda	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
José Mauro Esteves Santos	MME
Rodrigo Fornari	MME
Bianca Maria Matos de Alencar Braga	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Manoel Clementino Barros Neto	MME
Francisco Arteiro	ONS
João Daniel	MME
Edvaldo Luís Risso	MME

Anexo 1:	Nota Informativa - 184ª Reunião do CMSE (SEI nº 0082891);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 184ª Reunião CMSE (SEI nº 0081716);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 184ª Reunião CMSE (SEI nº 0081717).



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 15/09/2017, às 17:59, 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 **0083032** e o código CRC **989C4A4D**.

Referência: Processo nº 48300.003164/2017-97

SEI nº 0083032