



## **Ministério de Minas e Energia**

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

---

### **ATA DA 167ª REUNIÃO**

Data: 6 de abril de 2016

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

#### **1. ABERTURA**

A reunião foi aberta pelo Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia – MME, Luiz Eduardo Barata Ferreira, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro Carlos Eduardo de Souza Braga chegaria ao decorrer da reunião, em função de outros compromissos.

Em seguida, o Secretário de Energia Elétrica do MME, Ildo Wilson Grüdtner, submeteu à apreciação a Ata da 166ª Reunião (Ordinária) do Comitê, realizada no dia 2 de março de 2016, sendo aprovada por unanimidade. Foram destacadas ainda as deliberações aprovadas na Ata.

#### **2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN**

O Cepel apresentou a evolução das Energias Naturais Afluentes – ENAs diárias dos quatro subsistemas do SIN, de outubro de 2015 a março de 2016, e a avaliação da correlação entre as ENAs dos diversos subsistemas a partir de dados do histórico entre 1931 e 2015.

Além disso, foi apresentada a evolução do armazenamento e das aflúncias para cada subsistema desde o ano 2014 até março de 2016. Diante do cenário mostrado, e considerando as premissas adotadas no Programa Mensal de Operação – PMO de abril de 2016, foram apresentados os riscos de qualquer déficit de energia. Nesse sentido, considerando a simulação de desempenho realizada por meio de 2.000 séries sintéticas e despacho térmico por ordem de mérito, foram obtidos riscos de 0,1% e 0,0% para o

Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente. As simulações realizadas a partir das séries históricas indicaram não haver quaisquer riscos de déficit para estes subsistemas.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou a avaliação das condições eletroenergéticas de atendimento ao SIN. Em relação aos valores verificados de chuvas, destacou que, em março de 2016, foram observados totais de precipitação acima da média nas bacias dos rios Grande, Iguaçu, Uruguai e Jacuí e abaixo da média nas demais bacias do SIN. Por sua vez, durante a primeira semana de abril, as chuvas mais significativas ocorreram na bacia do rio Uruguai devido à atuação de um sistema frontal e instabilidades associadas. Choveu também de forma isolada no trecho baixo da bacia do rio Tocantins.

Sobre a precipitação futura, segundo previsão do CEMADEN e do CPTEC/INPE, em reunião realizada em 5 de abril de 2016, nos próximos 15 dias a precipitação deverá ficar abaixo da média histórica em todas as bacias dos subsistemas Sudeste, Nordeste e Norte. Já nas bacias do Sul, espera-se chuva próxima à média.

Para prazos mais estendidos (15-30 dias), as previsões apontam volumes pouco expressivos sobre as regiões Sudeste, Centro-Oeste e sul do Nordeste, condizentes com o final da estação chuvosa na grande área central do Brasil.

Além disso, o fenômeno El Niño continua apresentando uma gradativa diminuição na sua intensidade. As previsões indicam que o fenômeno continuará em processo de enfraquecimento nos próximos meses, mas que a influência deste fenômeno persistirá pelo menos até o mês de junho.

A respeito dos níveis de armazenamento dos subsistemas, conforme previsão do PMO de abril de 2016, a estimativa é atingir ao final do mês um armazenamento (%EAR<sub>máx</sub>) de 61,9% no Sudeste/Centro-Oeste, 89,7% no Sul, 34,9% no Nordeste e 71,3% no Norte.

Em relação à carga do SIN, a média mensal prevista para abril de 2016 é de 66.557 MW médios, representando uma redução de 4,1% em relação ao mês anterior. Já em termos anuais, está previsto um aumento de 0,8% da carga em abril de 2016, em comparação ao mesmo mês do ano anterior, comportamento influenciado principalmente pela expectativa de temperaturas elevadas.

O ONS apresentou também a avaliação das condições hidrológicas e de armazenamento para os reservatórios das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, destacando as aflúências verificadas desde 2014 nas UHEs Três Marias e Sobradinho e no trecho incremental a Sobradinho.

Em relação ao assunto, informou que, no mês de março, persistiram as condições adversas de aflúências registradas e a partir do dia 17 de março houve a redução da defluência mínima praticada na UHE Três Marias para 100 m<sup>3</sup>/s. Esta defluência mínima

foi elevada para 150 m<sup>3</sup>/s a partir do dia 5 de abril de 2016 para atender aos requisitos de uso múltiplo à jusante do aproveitamento.

Já em relação à defluência mínima à jusante da UHE Xingó, foi informado que, conforme deliberação da 166ª reunião do Comitê, o ONS envidou todos os esforços necessários a fim de subsidiar a tomada de decisão no sentido da necessidade de manutenção dos valores praticados em 800 m<sup>3</sup>/s, tendo havido o retorno da operação nesse patamar também no dia 17 de março de 2016.

Por fim, em relação ao despacho térmico, o ONS informou que, na elaboração do PMO de abril, foi considerada a geração por garantia de suprimento energético somente por usinas com Custo Variável Unitário – CVU inferior a R\$ 211,28 / MWh, em atendimento à deliberação da 165ª reunião do CMSE. Além disso, foi apresentada a avaliação de diversos cenários de atendimento em função do despacho térmico fora da ordem de mérito em diferentes patamares.

Conforme ressaltado pelo Operador, a atual política energética nos períodos de carga média e pesada tem priorizado a minimização da geração nas usinas hidrelétricas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba. Assim, a redução do despacho térmico, caso ocorra, precisará ser compensada com a utilização dos estoques armazenados nessas usinas de cabeceira, podendo inclusive acarretar na ocorrência e/ou elevação dos vertimentos de usinas situadas à jusante em condições de vazões incrementais elevadas, reduzindo o aproveitamento energético potencial desses estoques.

Além disso, considerando a redução de geração térmica por despacho fora da ordem de mérito, poderá ser eventualmente necessário o acionamento adicional de usinas térmicas para a garantia da segurança do atendimento à demanda horária, nos períodos de carga média e pesada, notadamente em dias que houver significativa redução de geração eólica na região Nordeste. Esta situação poderá não mais ser necessária a partir do mês de maio tendo em vista a redução característica da carga devido à queda esperada na temperatura.

Diante do exposto, em função das condições climáticas previstas para abril e considerando o comportamento atual das aflúências, sem expectativas significativas de aumento, o ONS propôs a manutenção durante o mês de abril do despacho fora da ordem de mérito, por garantia de suprimento energético, de usinas com CVU inferior a R\$ 211,28 / MWh.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL se manifestou no sentido de que o despacho de geração térmica no SIN ocorra por ordem de mérito, ou seja, considerando os resultados obtidos nos modelos de simulação da otimização energética, respeitando as inflexibilidades das usinas e necessidades de despacho por razões elétricas.

Conforme destacado, o posicionamento da Agência foi motivado pela ponderação entre o custo-benefício da redução do despacho das usinas térmicas fora da ordem de mérito, e seu consequente impacto tarifário, em detrimento dos ganhos de armazenamento dos reservatórios do SIN.

Portanto, considerando o atual cenário de atendimento, com armazenamentos superiores aos verificados em 2014 e em 2015, a expansão da oferta de geração realizada neste período e a redução verificada do consumo de energia elétrica no país, a ANEEL entende ser possível essa migração para o despacho térmico por ordem de mérito.

Após a discussão do assunto entre os presentes, os demais membros do Comitê, juntamente com o ONS, decidiram pela manutenção do despacho fora da ordem de mérito de usinas com CVU inferior a R\$ 211,28 / MWh visando à garantia e segurança no abastecimento de energia elétrica no país. Na próxima reunião do CMSE deverá ocorrer nova avaliação do assunto.

**Deliberação:** o CMSE deliberou pela manutenção do despacho térmico fora da ordem de mérito, por garantia de suprimento energético, das usinas térmicas com CVU inferior a R\$ 211,28 / MWh.

Adicionalmente, o Comitê aprovou a Nota Informativa em anexo, que aborda o suprimento de energia elétrica ao SIN.

### **3. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**

A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME apresentou um balanço das obras de expansão de geração e transmissão de energia elétrica.

Com relação aos empreendimentos de geração, foi apresentado que estão sendo monitoradas 535 usinas, totalizando 38,5 GW de potência. Desde a última reunião ordinária do Comitê, realizada em 2 de março de 2016, até o dia 6 de abril de 2016, entraram em operação comercial 410 MW de capacidade instalada no SIN, sendo 344 MW referentes a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e 66 MW do Ambiente de Contratação Livre – ACL. Considerando somente o ano 2016, já entraram em operação comercial 1.688 MW de 1º janeiro a 31 de março.

Do montante de expansão da oferta de geração desde a última reunião do Comitê, destaca-se a entrada em operação comercial de diversas unidades geradoras de usinas eólicas, totalizando 191 MW de capacidade instalada. Houve também a entrada em operação comercial da UG 39 da UHE Santo Antônio (73 MW) e da UG 42 da UHE Jirau (75 MW).

Além disso, as unidades geradoras 1 a 13 (total: 27,3 MW) da usina eólica Pitombeira, localizada no Ceará, foram atestadas como aptas à entrada em operação comercial, conforme Despacho ANEEL nº 690/2016, de 21 de março de 2016.

Adicionalmente, foi informado que nos dias 23 de março e 1º de abril de 2016 foram liberadas para operação em teste, respectivamente, a UG 1 (611 MW) e a UG1 – Pimental (39 MW), casa de força complementar, da UHE Belo Monte. Já em relação à UHE Teles Pires, foi informado que os testes da UG 3 e UG 4 foram finalizados, restando pendente a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão associados para início da operação comercial dessas unidades geradoras.

Foi mencionada ainda a publicação das Resoluções Autorizativas da ANEEL com a revogação das autorizações para a implantação de 6 usinas térmicas no Município de Candeias, na Bahia, referentes ao Leilão A-5 nº 03/2008 (total: 1.059,1 MW), e de 2 usinas eólicas referentes ao Leilão A-5 nº 07/2011 (total: 57,6 MW).

Em relação ao acompanhamento das obras de transmissão, estão sendo monitorados 37,1 mil km de linhas de transmissão e 66,3 GVA de capacidade de transformação, cadastrados na base do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL. Em relação à expansão de março de 2016, entraram em operação 165 km, relativos à LT 230 kV Ariquemes – Ji-Paraná C3, em Rondônia.

Sobre novos transformadores – TR, neste período foram concluídos 2.100 MVA, com destaque para a entrada em operação do TR 7 500/345 kV, 1.050 MVA, na SE Samambaia, no Distrito Federal, e dos autotransformadores – ATR 3 e 4, 500/138 kV, 450 MVA cada, na SE João Câmara III, no Rio Grande do Norte.

Houve também a entrada em operação de dois reatores nas subestações Ji-Paraná e João Câmara III, totalizando 170 Mvar de equipamentos de compensação de potência reativa.

Por fim, foram destacadas as emissões de diversas licenças de instalação – LI e de operação – LO, a exemplo da LI emitida em 23 de março para a SE 500 kV Brasília Leste, empreendimento integrante do sistema 500 kV Luziânia – Brasília Leste, que possibilitará aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica à capital do país.

#### **4. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS E DA TRANSMISSÃO**

O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme analisadas na reunião mensal de 17 de março de 2016 do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 8/2016-SEE-MME, em 21 de março de 2016.

As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações também foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal de 18 de março 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 9/2016-SEE-MME, em 1º de abril de 2016.

A SEE/MME destacou que, conforme decisão do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, houve a postergação em 12 meses das datas de tendência das obras do empreendedor vencedor dos Lotes E e G do Leilão de Transmissão nº 07/2013-ANEEL e dos Lotes C e D do Leilão de Transmissão nº 13/2013-ANEEL. Além disso, houve a postergação em 24 meses das datas de tendência das obras da empresa vencedora do Lote I do Leilão de Transmissão nº 01/2013-ANEEL, que alega enfrentar grave problema financeiro, e cujos empreendimentos são relacionados ao escoamento da energia da UHE Belo Monte.

Em relação ao assunto, a ANEEL informou aos presentes o andamento das ações de responsabilidade da Agência para mitigar os efeitos dos atrasos na implantação dos empreendimentos.

Além disso, os membros do CMSE solicitaram ao ONS a elaboração de uma Nota Técnica que contemple os limites de escoamento da UHE Belo Monte, além de outras informações relevantes, em complementação à apresentação realizada na 166ª reunião do Comitê, em 2 de março de 2016.

**Deliberação:** O ONS deverá elaborar e encaminhar ao CMSE Nota Técnica que contemple os limites de escoamento da UHE Belo Monte para o horizonte 2016 – 2021, além de apresentar as demais informações relevantes em relação ao assunto, tais como número mínimo de unidades geradoras em operação para escoamento pelos bipolos em corrente contínua, implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), etc., em complementação à apresentação realizada na 166ª reunião do Comitê, em 2 de março de 2016.

## **5. GERENCIAMENTO DAS CAUSAS DE DESLIGAMENTOS ACIDENTAIS POR ATUAÇÕES INDEVIDAS / INCORRETAS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO E POR FALHA HUMANA**

Em atendimento à deliberação da 162ª reunião do CMSE, realizada em 9 de dezembro de 2015, a ANEEL realizou apresentação sobre o gerenciamento das causas de desligamentos acidentais por atuações indevidas/incorretas dos sistemas de proteção e por falha humana.

Nesse sentido, a Agência destacou que a gestão das causas dos desligamentos abrange tanto a gestão de desempenho dos componentes do SIN, realizada pelo ONS e registradas em diversos documentos, tais como a publicação semanal da Síntese Gerencial de Perturbações e Relatórios Estatísticos Anuais de Perturbações e Desligamentos Forçados, quanto o acompanhamento contínuo e diagnóstico técnico realizado pela ANEEL.

Em relação aos trabalhos da Agência, foi mencionado que é realizado o monitoramento contínuo dos desligamentos forçados e das causas recorrentes, assim como do cumprimento de recomendações. A partir dessas informações, é efetuada a análise do desempenho de equipamentos e linhas de transmissão com o maior número de desligamentos forçados, etapa sucedida do acompanhamento da resolução dos problemas evidenciados. Por fim, após as etapas de monitoramento, análise e acompanhamento, são efetuadas as ações fiscalizadoras, conforme cada caso.

Especificamente em relação às campanhas de fiscalização, que representam uma das ações fiscalizadoras utilizadas pela ANEEL, foi destacado o seu caráter orientador, que visa à promoção pelos próprios agentes da autorregularização dos problemas ou ameaças identificadas.

Como exemplo de campanha de fiscalização, foi mencionado o trabalho em andamento para identificação das causas dos desligamentos forçados resultantes de falha humana ou causas indeterminadas, que foram apontados como os fatores principais dos desligamentos forçados em ativos de transmissão.

Por fim, foi ressaltado que, a partir da união de esforços entre ANEEL, ONS e os agentes, é possível efetuar de forma adequada o gerenciamento das causas dos desligamentos forçados e a busca de soluções, resultando na melhoria do desempenho do sistema de transmissão de energia elétrica no país.

## **6. BALANÇO DO MERCADO 2015 – PERSPECTIVAS PARA 2016**

A EPE realizou apresentação sobre o balanço do mercado consumidor de energia elétrica verificado em 2015 e as perspectivas para 2016, destacando a queda de 2,1% do consumo de energia no país em 2015 quando comparado ao ano anterior. Esse resultado foi impulsionado principalmente pelas classes “Industrial” (-5,3%) e “Residencial” (-0,7%). Já em relação à classe “Comercial”, houve expansão de 0,6%.

Conforme mencionado, o panorama verificado reflete o momento adverso da economia brasileira, marcado, dentre outros fatores, pelo aumento do nível de desemprego, queda do poder de compra das famílias, altas taxas de juros e inflação e baixa atividade industrial.

Além disso, foi informado que, no primeiro bimestre de 2016, houve retração de 8,3% no consumo industrial, 4,4% no consumo residencial e 4,2% no consumo comercial, resultando em queda de 5,5% do consumo no país em comparação a igual período do ano anterior.

Por fim, foi apresentada a projeção do consumo de energia elétrica para 2016, havendo a expectativa de decréscimo de 0,4% do consumo no país para o ano. Já no horizonte 2016-2020, é esperado crescimento a taxas médias anuais de 4,0 % em todo o Brasil.

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

O ONS fez um relato do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 2 de março de 2016 a 6 de abril de 2016, contemplando quatro ocorrências com interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

Dentre essas ocorrências, destacou o desligamento da SE Tucuruí, ocorrido na manhã do dia 2 de março de 2016, e relatado na 166ª reunião do Comitê. Assim, foram apresentadas as informações adicionais referentes às causas da ocorrência, obtidas após a reunião para a análise da perturbação, bem como as conclusões e recomendações apontadas nos relatórios elaborados (RAP).

Adicionalmente, apresentou outras duas ocorrências que envolveram o desligamento de subestações (SE Manaus e SE Bauru), além da perturbação que ocasionou a perda dupla da LT 500 kV Xingu – Jurupari.

Em relação a SE Bauru, mencionou que a perda total do barramento de 440 kV dessa subestação resultou no desligamento de 10 circuitos de 440 kV e de dois transformadores. Ainda assim, em função principalmente do despacho das usinas



conectadas ao 440 kV, o sistema se manteve estável, não levando a nenhuma perda de geração que pudesse agravar as consequências do evento, que resultou no corte de carga de aproximadamente 213 MW.

## **8. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A CCEE fez um relato sobre a liquidação financeira referente a dezembro de 2015, realizada em 7 de março de 2016, envolvendo agentes que comercializam energia nos Ambientes de Comercialização Regulado – ACR e Livre – ACL.

Do total contabilizado, houve pagamento de R\$ 1,1 bilhão, o que corresponde a cerca de 22% do total. Conforme destacado, o não pagamento verificado deveu-se principalmente às liminares concedidas contra a redução do *Generation Scaling Factor* – GSF ainda vigentes na data da liquidação.

Em relação à repactuação do risco hidrológico, informou que, até o momento, 55 agentes cadastrados na CCEE aderiram ao acordo e desistiram de suas ações judiciais que questionavam a limitação dos efeitos do GSF. Desse montante, 11 agentes tiveram os valores totais de suas dívidas referentes ao GSF de 2015 quitados com recursos a serem recebidos na liquidação de janeiro de 2016. Os demais agentes poderão parcelar em até seis liquidações o pagamento dos débitos do Mercado de Curto Prazo do período de março a dezembro de 2015, referentes às liminares de GSF extintas em razão da repactuação do risco hidrológico, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 758/2016, de 29 de março de 2016.

Além disso, foi apresentada a estimativa de adimplência para a liquidação do montante referente ao mês de janeiro de 2016, prevista para ocorrer nos dias 18 e 19 de abril de 2016.

Por fim, informou que a liquidação referente aos meses de fevereiro e março de 2016 está programada para ocorrer nos dias 19 e 20 de maio de 2016, e a partir daí espera-se normalizar o calendário para as demais liquidações ao longo do ano.

## 9. ASSUNTOS GERAIS

### Atendimento a Manaus

O ONS apresentou o resultado do estudo sobre as condições de atendimento a Manaus, para o horizonte de curto prazo, até dezembro de 2017, atendendo em parte à determinação do Artigo 3ª da Portaria MME nº 15, de 20 de Janeiro de 2016. A conclusão do estudo pelo ONS e EPE, considerando os horizontes de médio e longo prazos, está prevista ainda para o mês de abril de 2016 e deverá ser apresentado ao CMSE na próxima reunião.

Assim, no que se refere ao estudo de curto prazo, o ONS destacou que a rede de distribuição de 69 kV de Manaus atualmente opera em dois subsistemas, onde o Subsistema 1 é atendido a partir da subestação de Mauá 3 (Subsistema Mauá) e o Subsistema 2 é atendido a partir da subestação de Manaus (Subsistema Manaus). Além disso, existe um subsistema de 138 kV atendido pela subestação de Jorge Teixeira.

Para o ano 2016, o ONS concluiu que a necessidade de geração térmica mínima para atender aos critérios “N” na rede de distribuição e “N-1” nos transformadores de fronteira, nos Subsistemas Mauá e Manaus, é de 271 MW e 404 MW, respectivamente, o que totaliza 675 MW de geração térmica na rede de distribuição da área Manaus. Considerando o atendimento ao critério de perda dupla nas linhas de 230 kV que atendem os Subsistemas Mauá e Manaus, com corte de carga controlado, a necessidade de geração térmica passa a ser 326 MW e 411 MW, respectivamente. Para o Subsistema Jorge Teixeira não foi identificada necessidade de geração térmica no horizonte 2016 e 2017.

Dessa forma, para o Subsistema Manaus, será necessário manter todo o parque térmico existente que possui contratos de geração com garantia física (277 MW), contratar geração térmica de 80 MW e 25 MW em locais eletricamente equivalentes aos locais atuais das UTEs Flores e Iranduba, respectivamente, além de disponibilizar as unidades de contingência dos Produtores Independentes de Energia – PIE Ponta Negra (16,5 MW) e Jaraqui (27 MW), totalizando 425,5 MW.

Já para Subsistema Mauá, será necessário manter todo o parque térmico existente que possui contratos de geração com garantia física (227,5 MW), manter a geração atualmente disponível na Usina Termoelétrica de Mauá Bloco IV (14 MW), contratar geração térmica de 50 MW em local eletricamente equivalente ao local atual da UTE São José e disponibilizar as unidades de contingência dos PIE Manauara (16,7 MW) e Tambaqui (22 MW), totalizando 330,2 MW.

Para o ano 2016, no horizonte de curto prazo, buscando minimizar a necessidade de geração térmica interna aos subsistemas, foi proposta no estudo, no Subsistema Mauá, a realização de obras de adequação na rede de distribuição 69 kV da Eletrobras Distribuição Amazonas, o que permitirá uma redução de 40 MW na necessidade de geração térmica para atender ao critério "N" na rede de distribuição. A previsão de conclusão das adequações é setembro de 2016. Além disso, está prevista para outubro de 2016 a entrada em operação da primeira unidade da UTE Mauá 3 (177 MW), que se conecta no 230 kV da SE Mauá 3. Dessa forma, será possível desconectar os 50 MW instalados em local eletricamente equivalente ao local atual da UTE São José e também será possível prescindir das unidades de contingência dos PIE Manauara (16,7 MW) e Tambaqui (22 MW).

Para o ano 2017, considerando as obras de adequação na rede de distribuição 69 kV citadas anteriormente e a disponibilidade da UTE Mauá 3, a necessidade de geração térmica mínima para atender aos critérios "N" e "N-1" no Subsistema Mauá e Manaus é de 261 MW e 421 MW, respectivamente. Este montante garante também o atendimento ao critério de perda dupla nas linhas de 230 kV que atendem os Subsistema Mauá, devido à UTE Mauá 3 estar localizada nesse subsistema.

Assim, no ano 2017, não se altera a necessidade de geração térmica para o Subsistema Manaus, totalizando 425,5 MW, o que considera manter todo o parque térmico existente que possui contratos de geração com garantia física (277 MW), os 80 MW e 25 MW em locais eletricamente equivalentes aos locais atuais das UTEs Flores e Iranduba, respectivamente, e as unidades de contingência dos PIE Ponta Negra (16,5 MW) e Jaraqui (27 MW).

Já para o Subsistema Mauá, considerando o parque térmico existente que possui contratos de geração com garantia física (227,5 MW) e a disponibilidade da UTE Mauá 3, será necessário manter a geração atualmente disponível na Usina Termoelétrica de Mauá Bloco IV (14 MW), além de disponibilizar as unidades de contingência do PIE Manauara (16,7 MW).

Para o ano 2017, buscando minimizar a necessidade de geração térmica interna aos subsistemas, foi proposta no estudo, para Subsistema Manaus, a transferência para a SE Manaus de três transformadores da SE Vila do Conde 230/69 kV (33 MVA cada), de propriedade da Eletronorte. A duração estimada para conclusão dessa transferência e instalação dos transformadores é de 10 meses, após a emissão do ato autorizativo pela ANEEL. Dessa forma, será possível desativar os 80 MW instalados em local eletricamente equivalente ao local atual da UTE Flores.

O critério de perda dupla na Interligação 500 kV Tucuruí – Macapá – Manaus, com corte de carga controlado e evitando blecaute em Manaus, é atendido em todo o horizonte de 2016 e 2017, considerando as disponibilidades de geração descritas anteriormente.

Considerando a análise para o horizonte de curto prazo, o CMSE decidiu que:

**Deliberação:** A Eletrobras Distribuição Amazonas deverá executar de imediato, no menor prazo possível, com data limite de 17 de setembro de 2016, as seguintes adequações na rede de distribuição 69 kV, de modo a permitir uma redução na necessidade de geração térmica para atender ao critério “N” na rede de distribuição do Subsistema Mauá:

- Desativação das linhas de 69 kV Cachoeirinha - Distrito Dois e Manaus B1 - Distrito Industrial, para viabilizar um novo arranjo de suprimento a Distrito Industrial através das subestações de Cachoeirinha e Distrito Dois; e,
- Recapacitação da linha 69 kV Mauá 3 – Mauá G.

**Deliberação:** A Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia deverá contratar, com duração até dezembro de 2017, geração térmica de 80 MW e 25 MW em locais eletricamente equivalentes aos locais atuais das UTEs Flores e Iranduba, respectivamente, para atendimento à região metropolitana de Manaus, assim como manter a geração atualmente disponível na Usina Termoelétrica de Mauá Bloco IV (14 MW). O custo de toda essa geração deverá ser coberto por Encargo de Serviços do Sistema – ESS. Na referida contratação deverá ser prevista cláusula de descontração das usinas, se avisado com pelo menos trinta dias de antecedência, de modo que, após a entrada em operação das soluções apontadas no estudo de médio e longo prazos, a referida geração possa ser desativada, ou a extensão dos prazos de contratação no caso de atraso das soluções indicadas.

**Deliberação:** A Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia deverá contratar geração térmica de 50 MW em local eletricamente equivalente ao local atual da UTE São José, para atendimento à região metropolitana de Manaus. O prazo dessa contratação será até a conclusão das adequações na rede de distribuição 69 kV (desativação das linhas de 69 kV Cachoeirinha - Distrito Dois e Manaus B1 - Distrito Industrial e recapacitação da linha 69 kV Mauá 3 – Mauá G) e também a entrada em operação da primeira unidade da UTE Mauá 3. O custo dessa geração deverá ser coberto por Encargo de Serviços do Sistema – ESS.

**Deliberação:** A ANEEL e a Eletrobras Distribuição Amazonas deverão tomar as providências junto aos Produtores Independentes de Energia – PIE para disponibilização das unidades de contingência. Em relação aos PIE Ponta Negra (16,5 MW), Jaraqui (27 MW) e Manauara (16,7 MW), deverão ser disponibilizados até dezembro de 2017. Em relação ao PIE Tambaqui (22 MW), deverá ser disponibilizado até a conclusão das adequações na rede de distribuição 69 kV (desativação das linhas de 69 kV Cachoeirinha - Distrito Dois e Manaus B1 - Distrito Industrial e recapacitação da linha 69 kV Mauá 3 – Mauá G) e também a entrada em operação da primeira unidade da UTE Mauá 3.

**Deliberação:** A Eletronorte deverá aprofundar a análise dos prazos necessários para se concluir a realização a transferência para a SE Manaus de três transformadores da SE Vila do Conde 230/69 kV (33 MVA cada) e informar ao CMSE.

**Deliberação:** O ONS e EPE deverão concluir o estudo de atendimento a Manaus, para os horizontes de médio e longo prazos, e apresentar ao CMSE na próxima reunião, prevista para 04 de maio de 2016.

Após a conclusão dos estudos de médio e longo prazos, o CMSE deverá deliberar sobre novas condições ou necessidades que serão indicadas no estudo.

Nada mais havendo, foi encerrada a reunião.

## LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Luiz Eduardo Barata Ferreira	MME
Edvaldo Luís Risso	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
Tiago Barros Correia	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Albert Melo	CEPEL
Maria Elvira P. Maceira	CEPEL
Ricardo Suassuna	MME
Symone C. S. Araújo	MME
Willamy Moreira Frota	MME
Marco Antônio Almeida	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Robésio Maciel de Sena	MME
Amilcar G. Guerreiro	EPE
Ricardo Gorini	EPE
Hermes J. Chipp	ONS
Francisco Arteiro	ONS
José Cesário Cecchi	ANP
Marcelo Meirinho Caetano	ANP
José da Costa Carvalho Neto	ELETROBRAS
Domingos R. Andreatta	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
José Moisés M. Silva	ANEEL
Ricardo P. Monteiro	MME
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
André Grobério Lopes Perim	MME
João Daniel de A. Cascalho	MME
Renato Dalla Lana	MME

Rita Alves Silva	MME
Flávia Pierry Bessa Lima	MME
Flávia Xavier Cirilo de Sá	MME
Bianca M. M. de Alencar Braga	MME
Manoel Clementino Barros Neto	MME
José Brito Trabuco	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Rodrigo Daniel Mendes Fornari	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME