



Ministério de Minas e Energia

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

ATA DA 162ª REUNIÃO

Data: 09 de dezembro de 2015

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

A 162ª Reunião Ordinária do CMSE foi aberta pelo Senhor Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia, Luiz Eduardo Barata Ferreira, que agradeceu a presença de todos, informando que o Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia, Carlos Eduardo de Souza Braga, não participaria da reunião em função de outros compromissos.

Em seguida, o Secretário-Executivo informou sobre a publicação no dia 09/12/2015 da Lei 13.203/2015, resultante da conversão da Medida Provisória 688/2015. Segundo o Secretário-Executivo, a sanção da Lei pela Presidente da República consolida o reordenamento do setor e soluciona diversas questões do setor elétrico, atendendo ao anseio dos agentes e da sociedade.

Há outras questões na nova Lei além dos seus objetivos principais, que são o equacionamento do risco hidrológico, que poderia impor aos consumidores uma conta acumulada em 2015 superior a R\$ 10 bilhões, conforme decisões judiciais em vigor; e a instituição de um novo modelo de bonificação pela outorga, que visa aumentar a atratividade dos investimentos, licitando os ativos e preservando o princípio da menor tarifa.

A nova Lei foi fruto de meses de negociação com o setor elétrico, com o Congresso Nacional e com os órgãos de governo. Com essa Lei, fica criada uma alternativa para proteger o consumidor do custo com a energia que deixou de ser gerada pelas hidrelétricas por escassez de água.

Para aderir, as empresas terão que desistir das ações judiciais, assumindo parte do custo de 2015, sendo compensadas com uma prorrogação no prazo de concessão. Mediante o pagamento de um seguro (prêmio de risco) por parte dos geradores, em favor dos consumidores, o risco hidrológico poderá ser assumido pelos consumidores daqui em diante, mas as usinas pagarão anualmente um seguro, cuja arrecadação cobrirá o custo em novos períodos de seca semelhantes aos atuais.

Mecanismo semelhante também protegerá o consumidor do custo de atrasos de obras de geração e transmissão que tenham sido causados por ação ou omissão de terceiros, sem responsabilidade do empreendedor.

Diante disso, o Senhor Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica, Romeu Donizete Rufino, informou que a Agência precisa finalizar o processo de regulação referente a esse tema e que, para isso, convocou uma reunião extraordinária da Diretoria para o dia 11 de dezembro de 2015.

Por fim, o Senhor Secretário de Energia Elétrica, Ildo Wilson Grüdtner, submeteu à apreciação a Ata da 161ª Reunião Ordinária do Comitê, realizada no dia 4 de novembro de 2015, sendo aprovada por unanimidade.

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

O Cepel iniciou apresentando a análise do comportamento das aflúncias verificadas nos meses de janeiro a novembro de 2015, em relação ao histórico de 1931 a 2014, obtidas a partir da avaliação das correlações entre as Energias Naturais Afluentes – ENAs dos subsistemas Nordeste/Sudeste, Sul/Sudeste e Norte/Sudeste.

Em relação à análise de desempenho para o ano 2015, foi informado que a avaliação conjuntural do desempenho de um sistema com base hidroelétrica é fortemente influenciada pelo volume de partida dos reservatórios, e, principalmente, pela tendência hidrológica, como por exemplo, as aflúncias nos últimos meses.

Dessa forma, foi apresentada a avaliação prospectiva para 2015, realizada a partir das informações constantes no Programa Mensal de Operação – PMO. Com a utilização dos dados do PMO de dezembro/2015, obtêm-se valores para os riscos de qualquer déficit de energia iguais a 0,0%, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a utilização das 83 séries históricas e o despacho das usinas térmicas por ordem de mérito.

Adicionalmente, O CEPEL apresentou a avaliação prospectiva para 2016, realizada a partir das informações constantes também no PMO/Dezembro de 2015. Com a utilização dos dados, obtêm-se valores para os riscos de qualquer déficit de energia iguais a 2,3% (séries sintéticas sem tendência hidrológica) e 1,2% (séries históricas sem tendência hidrológica) para a região Sudeste/Centro-Oeste, e 0,2% (séries sintéticas sem tendência hidrológica) e 0,0% (séries históricas sem tendência hidrológica) para a região Nordeste, considerando a utilização das 83 séries históricas e o despacho das usinas térmicas por ordem de mérito.

Em seguida, o ONS apresentou a avaliação das condições eletroenergéticas de atendimento ao SIN, destacando que, no mês de novembro de 2015, a passagem frequente de frentes frias na 1ª e 3ª semanas do mês, associada à atuação de áreas de instabilidade, ocasionou totais significativos de precipitação nas bacias hidrográficas da região Sul e nas bacias Paranapanema, Tietê e Grande, localizadas na região Sudeste/Centro-Oeste. A partir da 3ª semana, as bacias do São Francisco e Tocantins passaram a apresentar chuva fraca a moderada. Como consequência, no dia 20 as bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguaçu e Paranapanema já apresentavam totais de precipitação acima da média, fato também alcançado no dia 24 nas bacias dos rios Tietê, Grande e Paraíba do Sul.

Já na primeira semana de dezembro de 2015, as chuvas mais significativas ocorreram nas bacias do subsistema sul (rios Uruguai, Jacuí e Iguaçu) e nas bacias dos rios Grande, Paraíba do Sul, Paranapanema e alto São Francisco, na região Sudeste/Centro-Oeste. Os menores valores acumulados ocorreram nas bacias dos rios Paranaíba e Tocantins.

Informou que, segundo previsão do CEMADEN e do CPTEC/INPE, realizada em 09 de dezembro de 2015, nos próximos 7 dias deve chover dentro da média histórica na região Sudeste/Centro-Oeste, com acumulados mais volumosos nas bacias dos rios Paranapanema, Paraíba do Sul e Doce, onde a chuva pode superar a média histórica do período. Na Região Sul, predomina chuva próxima à média histórica, com precipitação mais significativa na bacia do rio Iguaçu.

Para a segunda semana, os modelos indicam redução da precipitação sobre a porção centro-norte da Região Sudeste (principalmente em MG e ES) e da Região Centro-Oeste, onde a chuva deverá ser inferior à média histórica. Em SP, a precipitação deverá permanecer próxima à média histórica. Na Região Sul, a precipitação deve ser superior à média histórica nos três estados, com chuva próxima ou superior à média nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai, Jacuí e incremental à Itaipu.

Para prazos mais estendidos (15-30 dias) as previsões indicam a continuidade da precipitação nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste com certa variabilidade espacial e temporal.

O fenômeno do El Niño continua na sua fase madura e com intensidade forte, porém apresentando alguns sinais de estabilização nas últimas semanas. As previsões indicam que o fenômeno está próximo do momento de maior intensidade, o que ainda representa um condicionante de longa duração favorável para as precipitações na Região Sul e desfavorável para as chuvas na porção norte do país. Os efeitos do fenômeno El Niño devem ocorrer até o outono do próximo ano.

Considerando o cenário de afluições previsto para o mês de dezembro de 2015, conforme previsão do PMO/ONS, mantendo as condições operativas vigentes, a estimativa é atingir ao final do mês um armazenamento (%EAR_{máx}) de 35,4% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 95,7% no Sul, 7,5% no Nordeste e 22,8% no Norte.

Em relação à carga, a média mensal prevista para dezembro de 2015 no SIN é de 64.238 MW médios, representando um decréscimo de 1,1% em relação ao mês anterior. Em relação ao crescimento anual de carga, comparando-se dezembro de 2015 com dezembro de 2014, é verificado decréscimo de 2,1% no SIN.

Adicionalmente, foi destacado que para o acompanhamento da carga de energia, o crescimento acumulado Jan/2015 – Dez/2015 se apresenta 1,9% inferior ao valor da 2ª Revisão Quadrimestral de Carga do Planejamento da Operação Energética - PEN.

Nesse sentido, também foi destacada a importância da manutenção da flexibilização das restrições hidráulicas e demais ações adicionais em curso visando garantir o suprimento eletroenergético do SIN. O ONS destacou ainda que solicitou à ANA a redução da defluência nos reservatórios das UHEs Sobradinho e Xingó para 800 m³/s.

Em seguida, o ONS apresentou algumas considerações sobre as simulações que envolvem o Sistema Nordeste, quais sejam:

- Caso ocorra o atingimento de 0% em Sobradinho, será possível manter as condições de atendimento ao abastecimento nos trechos médio e baixo do rio São Francisco com o uso do volume morto do reservatório de Sobradinho, pois este reservatório dispõe de descarregador de fundo e a soleira do vertedor está abaixo do nível mínimo operativo.

- Caso tenha que ser suspensa a produção de energia de Sobradinho quando o seu reservatório atingir 0% de seu volume útil, será possível manter as condições de geração de 2.300 MWmed (com a vazão mínima de 900m³/s) ou 2.000 MWmed (com a vazão mínima de 800m³/s) através das usinas de Itaparica, do Complexo Paulo Afonso e de Xingó. Assim sendo, não haverá comprometimento do atendimento eletroenergético da Região Nordeste nesta situação.
- Está sendo avaliada a redução das vazões defluentes da UHE Três Marias a partir de 1º/12/2015 para 400m³/s e da UHE Sobradinho para 800m³/s a partir de 20/12/2015. Em reunião a ser realizada no dia 15 de dezembro, caso seja identificado algum óbice para o início da redução para 800m³/s, deverá ser revista a defluência da UHE Três Marias, a fim de assegurar as condições de armazenamento da UHE Sobradinho acima de 0% de seu volume útil até que o período úmido se consolide.

Adicionalmente, o Comitê aprovou a Nota Informativa transcrita a seguir, que aborda a questão do suprimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional, disponibilizando-a para a imprensa:

“NOTA INFORMATIVA DE 09 DE DEZEMBRO DE 2015

O sistema elétrico apresenta-se estruturalmente equilibrado, devido à capacidade de geração e transmissão instalada no país, que continua sendo ampliada com a entrada em operação de usinas, linhas e subestações, considerando-se tanto o critério probabilístico (riscos anuais de déficit), como as análises com as séries históricas de vazões, para o atendimento da carga prevista para 2015, de 64.017 MW médios de energia.

O Sistema Interligado Nacional – SIN, dispõe das condições estruturais para o abastecimento do País, embora as principais bacias hidrográficas onde se situam os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tenham enfrentado uma situação climática desfavorável. Considerando o risco de déficit de 5%, conforme critério estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, há sobra estrutural de cerca de 9.359 MW médios para atender a carga prevista, valor esse atualizado com as datas de entrada em operação das usinas para os próximos meses e a projeção de demanda. Em 2015, entraram em operação 5.170 MW do total de 6.410 MW de capacidade de geração previstos, dos quais 721,8 MW desde a última reunião deste Comitê, conforme listado a seguir:

Empreendimento	UG	Potência (MW)	Operação Comercial
UHE Teles Pires	UG1	364,000	7/Novembro/2015
UEE Mussambê	UG5 e UG6	4,700	10/Novembro/2015
UEE Vista Alegre	UG2	25,000	10/Novembro/2015
UEE Ventos da Andorinha	UG1 a UG15	30,000	13/Novembro/2015
UEE Ventos de Morrinhos	UG1 a UG15	30,000	13/Novembro/2015
UEE Dois Riachos	UG1 a UG15	30,000	13/Novembro/2015
PCH Pito	UG1	2,000	18/Novembro/2015
UEE Baraúnas I	UG4, 9, 13 e 14	9,400	20/Novembro/2015
UTE Diapoque COEN	UG1 a UG10	12,830	26/Novembro/2015
UEE Verace 24	UG1 a UG11	19,690	26/Novembro/2015
UEE Verace 25	UG1 a UG4	7,160	26/Novembro/2015
UEE Verace 26	UG1 a UG8	14,320	26/Novembro/2015
UEE Verace 27	UG1 a UG9	16,110	26/Novembro/2015
UHE Santo Antônio	UG33	69,690	27/Novembro/2015
UEE Caiçara I	UG1 e UG5 a UG7	12,000	5/Dezembro/2015
UEE Junco I	UG4 e UG6	6,000	5/Dezembro/2015
UEE Junco II	UG1 e UG3	6,000	5/Dezembro/2015
UEE Ventos De Campo Formoso II	UG1 a UG15	30,000	8/Dezembro/2015
UEE Caiçara I	UG2, UG4, e UG9	9,000	9/Dezembro/2015
UEE Caiçara II	UG1 a UG4 e UG6	15,000	9/Dezembro/2015
UEE Junco I	UG3, UG5 e UG8	9,000	9/Dezembro/2015
UEE Junco II	UG4, UG5, UG7 e UG8	12,000	9/Dezembro/2015
	TOTAL	721,80	

Segundo informações do CEMADEN e INPE/CPTEC, no mês de novembro de 2015 predominaram chuvas acima da média nas bacias do subsistema Sul e Sudeste, com exceção da bacia do rio Paranaíba. As bacias dos subsistemas Nordeste e Norte apresentaram chuvas abaixo dos valores médios históricos. Conseqüentemente, as afliências verificadas foram 118%, 16%, 202% e 44% da média histórica das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente.

Em reunião realizada em 05 de agosto de 2015, o CMSE deliberou pelo desligamento das usinas térmicas com custo variável unitário (CVU) acima de R\$ 600/MWh, por segurança energética. O ONS deverá continuar efetuando o acompanhamento das condições hidroenergéticas do SIN visando, em função da sua evolução, propor ao CMSE a definição da geração térmica necessária para a garantia do atendimento energético do SIN.

Considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação – PMO, de dezembro de 2015, e simulando-se o desempenho do sistema utilizando as 82 séries de energias afluentes observadas no histórico^[i], considerando tanto o despacho das térmicas por ordem de mérito quanto o despacho das térmicas até o CVU de R\$ 600/MWh, obtêm-se valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 0,0%, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste^[ii]. Com base nas análises efetuadas, observa-se que as condições de suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional se mantiveram estáveis em relação ao mês anterior.

Mesmo com o sistema em equilíbrio estrutural, ações conjunturais específicas podem ser necessárias, em função da distribuição espacial dos volumes armazenados, cabendo ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a adoção de medidas adicionais àquelas normalmente praticadas, como aquelas adotadas em 2014, buscando preservar os estoques nos principais reservatórios de cabeceira do SIN.

Além das análises apresentadas, outras avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das afluências e anos semelhantes de afluências obtidas do histórico, não indicam insuficiência de suprimento energético neste ano.

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.

Ministério de Minas e Energia – MME
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (convidado).

[i] Conforme recomendado no documento “Sumário Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO de Março - Semana Operativa de 01/03/2014 a 07/03/2014, de 28/02/2014” e também utilizado como critério na elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética – PEN.

[ii] Simulando-se o desempenho do sistema por meio de 2.000 séries sintéticas de afluências e considerando o despacho das térmicas por ordem de mérito, encontram-se valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 0,0% tanto para a região Sudeste/Centro-Oeste quanto para a região Nordeste. Da mesma forma, considerando o despacho das térmicas até o CVU de R\$600/MWh, no ano de 2015, os valores para o risco de qualquer déficit de energia são também iguais a 0,0% em ambas as regiões.”

3. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

A 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 553 usinas, totalizando expansão de 39.673,83 MW. Desde a última reunião do CMSE, realizada em 04 de novembro de 2015, entraram em operação comercial 721,8 MW de capacidade instalada no SIN, sendo 683,7 MW referentes a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e 38,1 MW do Ambiente de Contratação Livre – ACL. Desse modo, já entraram em operação comercial 5.170 MW no ano de 2015.

Do montante de expansão da oferta de geração em novembro de 2015, destaca-se a entrada em operação comercial da UG 01 (364,0 MW) da UHE Teles Pires (Total: 1.456 MW) e da UG 33 (69,59 MW) da UHE Santo Antônio (Total: 3.150 MW).

O Secretário de Energia Elétrica destacou ainda que o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio liberou a retomada das obras do AHE Baixo Iguaçu, após dezessete meses de paralização em virtude das enchentes no rio Iguaçu em 2014, e o início do enchimento do reservatório Pimental associado à UHE Belo Monte, em 24 de novembro de 2011.

Para a transmissão, foi apresentado que estão sendo monitorados 27.457,3 km de linhas de transmissão e 43.364 MVA de capacidade de transformação, cadastrados na base do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL. Entre os dias 1º de novembro e 08 de dezembro de 2015, houve a expansão de 796 km de linhas da Rede Básica e 4.642 MVA de transformação, com destaque para a entrada em operação das Linhas de Transmissão 230 kV Igaporã II – Igaporã III C1 e C2, na Bahia, 230 kV Vilhena – Jauru C3, entre Mato Grosso e Rondônia, e 500 kV Garanhuns – Pau Ferro C1, em Pernambuco. Para transformação, destaque para a entrada em operação do TR 500/345 kV – 750 MVA na SE Ibiúna/SP.

Em relação aos empreendimentos de transmissão considerados prioritários, de um total de 18 empreendimentos (13.760 km e 2.400 MVA), 12 empreendimentos (9.965 km) estão em atraso, 4 empreendimentos (2.948 km) estão em dia e 2 empreendimentos (847 km e 2.400 MVA) estão adiantados em relação à data de entrega prevista conforme o ato legal.

Foi informado pela SEE/MME que durante o mês de novembro de 2015, foi emitida a Licença de Operação – LO da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Garanhuns, e no mês de dezembro, foi emitida a Licença Prévia – LP da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista C1 e C2.

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

As datas de tendência para operação comercial das usinas foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração de 19 de novembro de 2015, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas pelo Ofício Circular nº 18/2015-SEE-MME aos membros do CMSE, em 24 de novembro de 2015.

Similarmente, as datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 18 de novembro de 2015, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas pelo Ofício Circular nº 19/2015-CMSE-MME aos membros do CMSE, em 30 de novembro de 2015.

5. SITUAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO ASSOCIADOS AOS PARQUES EÓLICOS

Em atendimento à deliberação da 161ª Reunião do CMSE, realizada em 04 de novembro de 2015, a Eletrobras Chesf apresentou a evolução dos empreendimentos das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração – ICGs associados ao escoamento de energia elétrica dos parques eólicos do Nordeste.

A Chesf iniciou informando que concluiu 3.250 MVA de capacidade de transformação e 268 km de linhas de transmissão no ano de 2015. Para os anos de 2016 e 2017, estão previstos adicionalmente a conclusão de mais 2.493 MVA em novas subestações, 9.144 MVA em ampliações e reforços em 31 subestações e mais 944 km em 10 novas linhas de transmissão. Para dar suporte a essa expansão, informou que foi criado um novo processo de gestão pela Diretoria Executiva, desde julho de 2015, com a criação da função do Gerente Executivo de Empreendimento para as obras prioritárias.

Em relação às ICGs de sua responsabilidade, informou os seguintes prazos para entrada em operação:

ICG	DATA ANEEL	DATA CHESF	SITUAÇÃO
PINDAÍ II	FEV/2014	NOV/2015	ENERGIZADO
IGAPORÃ III 230 kV 500 kV	FEV/2014	NOV/2015 JAN/2016	ENERGIZADO EM CONSTRUÇÃO
LAGOA NOVA II	AGO/2013	SE – 21/12/2015	EM CONSTRUÇÃO
		LT – MAI/2016	EM CONSTRUÇÃO
TOUROS II	FEV/2014	MAI/2016	EM CONSTRUÇÃO
IBIAPINA II	AGO/2013	JUN/2016	EM CONSTRUÇÃO
MORRO DO CHAPÉU	AGO/2013	JUL/2016	EM CONSTRUÇÃO
MOSSORÓ IV	FEV/2014	AGO/2016	EM CONSTRUÇÃO

6. 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 05 de novembro a 08 de dezembro de 2015, que contempla interrupções de carga superiores a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

Dentre as ocorrências, destaque para a perturbação na região Norte, no dia 12 de novembro de 2015, com o desligamento provocado por curto-circuito bifásico acidental em função de queda de árvore ocorrida durante poda seletiva na LT 230 kV Samuel – Porto Velho C2 e, em seguida, atuação da Proteção por Perda de Sincronismo – PPS, com conseqüente desligamento das LTs 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 e C2, em função das condições sistêmicas, que culminou com o corte de 188 MW de carga, classificada como médio porte para o estado do Acre e pequeno porte para Rondônia e o SIN.

Destaque também para a perturbação no dia 13 de novembro de 2015, na qual ocorreu um curto-circuito monofásico na LT 500 kV Xingu-Jurupari C1, a 57 km da SE Xingu, provocando o desligamento monopolar da LT, pela atuação da teleproteção, em ambos terminais. Durante o ciclo de religamento da linha, a proteção alternada do terminal de Jurupari apresentou comportamento incorreto, que teve como conseqüência o bloqueio do religamento e o comando do desligamento tripolar definitivo da linha, neste terminal. No terminal de Xingu, o religamento ocorreu com sucesso.

Simultaneamente, ocorreu o desligamento incorreto (monopolar) das LT 230 kV Jurupari-Laranjal C1 e C2, causado por falha na proteção do terminal de Jurupari, que comandou o desligamento local e enviou sinal de transferência de disparo para o terminal de Laranjal.

Com o sistema nestas condições, às 19h02min, ocorreu um curto-circuito monofásico da LT 500 kV Xingu-Jurupari C2. O religamento automático da LT 500 kV Xingu-Jurupari C2 operou, mas não teve sucesso devido à reincidência da falta, que provocou novo desligamento, tripolar e definitivo, da linha através da atuação da proteção de fechamento sobre falta. Simultaneamente, ocorreu novo desligamento da LT 230 kV Jurupari-Laranjal C1, pela mesma razão do primeiro, às 18h54min, mas desta vez, foi tripolar e definitivo.

Como conseqüência do desligamento da LT 230 kV Jurupari-Laranjal C1 foi aberta a interligação 230 kV para o Amapá, fato que isolou as SEs Laranjal e Macapá do SIN causando a interrupção de 201 MW de carga na distribuidora CEA do Amapá, o que

afetou, inclusive, o fornecimento de energia à capital do Estado, classificada como muito grave para o estado do Amapá e de pequeno porte para o SIN.

Destaque também para perturbação na região Sudeste, no dia 03 de novembro de 2015, com desligamento automático do TR-6 230/138 kV da SE Anhanguera (Goiás – CELG GT), devido a falha no SPS (Supervisor de Paralelismo Síncrono). Essa ocorrência foi classificada de pequeno porte para o estado de Goiás e para o SIN.

Outra ocorrência na região Sudeste, no dia 06 de novembro de 2015, consistiu no desligamento automático da LT 345 kV Montes Claros 2 - Várzea da Palma 1 C1 devido a um curto-circuito monofásico de alta impedância, causado por queimada. Ocorreu a atuação incorreta da proteção diferencial do Autotransformador T5 345/138 kV da SE Montes Claros 2. O Autotransformador T3 345/138 kV desligou por configuração. Como consequência houve corte de 380 MW de carga. Esta ocorrência foi classificada de pequeno porte para o estado de Minas Gerais e para o SIN.

Houve também perturbação na região Nordeste, no dia 11 de novembro de 2015, com desligamento automático acidental da LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia 04F4, coincidente com uma intervenção na SE 230 kV Fortaleza II, na proteção alternada de distância do terminal dessa LT. A LT 230 kV Fortaleza II / Delmiro Gouveia 04F5 encontrava-se desligada. Houve corte de 325 MW de carga. Esta ocorrência foi classificada de pequeno porte para o estado do Ceará e para o SIN.

Em virtude do quantitativo elevado de desligamentos acidentais causadas por atuações indevidas/incorretas dos sistemas de proteção e por falha humana, o Comitê deliberou que o ONS e a ANEEL deverão apresentar uma proposta de trabalho, em conjunto com as empresas do SEB, com vistas ao gerenciamento destas causas e consequentemente melhorar o desempenho de sistemas de proteção.

Deliberação: O CMSE deliberou que o ONS e a ANEEL deverão apresentar uma proposta de trabalho, em conjunto com as empresas do SEB, com vistas ao gerenciamento das causas de desligamentos acidentais por falha humana e por atuações indevidas/incorretas dos sistemas de proteção e consequentemente melhorar o desempenho do sistema.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A CCEE iniciou sua apresentação informando que a contabilização financeira referente ao mês de setembro de 2015, envolvendo agentes que comercializam energia nos Ambientes de Comercialização Regulado – ACR e Livre – ACL, foi interrompida em função da impossibilidade de liquidação e tiveram seus créditos suspensos conforme deliberação do Conselho de Administração da CCEE realizada em sua 836ª Reunião, de 09 de novembro de 2015.

Em relação à contabilização de setembro/2015, informou ainda que o valor contabilizado é de R\$ 4.211 milhões e que existem para este mês 104 liminares concedidas contra a redução do *Generation Scaling Factor* – GSF, que contabilizam no mês um valor de R\$ 2.599 milhões; e um impacto consolidado com os outros meses de R\$ 3.062 milhões. Quando adicionadas a liminares concedidas em virtude da Resolução CNPE nº 03/2015 e outras, dão um total de 223 liminares vigentes, e o impacto na contabilização chega a R\$ 3.247 milhões.

8. GT DE SEGURANÇA DAS INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA DO SIN: PLANO DE AÇÃO PARA IMPLANTAÇÃO

Em atendimento à deliberação da 157ª Reunião do CMSE, de 08 de julho de 2015, e conforme apresentado na 158ª reunião do CMSE, de 5 de agosto de 2015, a Aneel relatou sobre o andamento da elaboração do Plano de Ação. Informou que foi realizada reunião no dia 31 de julho de 2015 com diversos agentes para discussão do assunto, tendo sido agendada nova reunião para 31 de agosto de 2015 com vistas à apresentação pelos agentes transmissores do cronograma detalhado das obras, além de estimativa de custos.

Em seguida informou que instruiu o processo de autorizações, com as informações disponíveis até setembro de 2015, com prazo de 90 dias, cujas deliberações devem ocorrer nas primeiras reuniões de Diretoria da Agência no início de 2016. A ANEEL, em conformidade com o Plano de Ação apresentado, atualizará trimestralmente o CMSE sobre o andamento da implantação das obras.

9. APROVAÇÃO DO CALENDÁRIO DE REUNIÕES ORDINÁRIAS DO CMSE PARA 2016

A SEE/MME apresentou a proposta de calendário das reuniões do Comitê para 2016, conforme tabela seguinte, sendo aprovado por unanimidade.

MÊS	DIA
Janeiro	13
Fevereiro	03
Março	02
Abril	06
Maiο	04
Junho	01
Julho	06
Agosto	03
Setembro	01
Outubro	05
Novembro	09
Dezembro	07
LOCAL	
MME, 9º andar, Sala Plenária	
HORÁRIO	
14h30 ÀS 17h00	

10. ASSUNTOS GERAIS

Importação de Energia Elétrica do Uruguai

O Secretário Executivo ponderou que o acordo atual de importação de energia da República Oriental do Uruguai se encerra em 31 de dezembro de 2015. Diante das condições eletroenergéticas atuais do SIN, do exposto na Nota Técnica ONS NT-0181/2015 e de eventuais *superávits* na oferta de energia naquele país, foi proposto e deliberado pelo CMSE a extensão da possibilidade de importação de energia elétrica interruptível na modalidade volume e preço. A referida importação deverá ocorrer de forma excepcional e temporária, até 31 de dezembro de 2018, a partir das Estações Conversoras de Rivera (70 MW), localizada no Município de Rivera

(Ur), fronteiro com o Brasil no município de Santana do Livramento (Br/RS) e da Conversora de Melo (500 MW) no município de Melo (Ur) fronteiro com o Brasil próximo ao município de Jaguarão (Br/RS) em fase final de implantação.

Deliberação: O MME deverá coordenar as ações necessárias para estender a possibilidade de importação de energia elétrica interruptível da República Oriental do Uruguai, com prazo até 31 de dezembro de 2018. Os preços da energia elétrica referente a essa operação de importação deverão ser previamente informados a cada período de oferta, para que, junto aos demais custos envolvidos na referida operação, sejam avaliados pela ANEEL e, em caso de autorização, deverão ter o ressarcimento previsto conforme Portaria específica do MME.

Licenciamento Ambiental de Competência da União - Empreendimentos de Transmissão do Lote F do Leilão nº 07/2012 - LT 500 kV Estreito - Itabirito 2, Lote A do Leilão nº 013/2013 - LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2 e Empreendimentos de Geração Complexo Eólico Canelões/RS.

O Decreto nº 8.437/2015, de 22 de abril de 2015, em seu Art. 3º Parágrafo 3º preconiza que: *“A competência para o licenciamento será da União quando caracterizadas situações que comprometam a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, reconhecidas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ou a necessidade de sistemas de transmissão de energia elétrica associados a empreendimentos estratégicos, indicada pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.”*

Com fulcro no § 3º do Art. 3º do Decreto nº 8.437/2015 e com base nas Cartas ONS 2101/100/2015, de 26/11/2015 e ONS 2090/100/2015, de 25/11/2015, o Comitê deliberou pelo reconhecimento de que os empreendimentos de transmissão do Lote F do Leilão nº 07/2012 - LT 500 kV Estreito - Itabirito 2 e Lote A do Leilão nº 013/2013 - LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2 podem comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN, em virtude de:

LT 500 kV Estreito - Itabirito 2

Esta LT faz parte do plano de integração da UHE Belo Monte para escoamento pleno da potência injetada pelo elo CC Xingu – Estreito;

- Reforça a região Sudeste do SIN, melhorando a confiabilidade do atendimento, em especial à região metropolitana de Belo Horizonte e Mantiqueira;
- Evita violação de tensão mínima nas redes de 345 kV e 500 kV de atendimento à região central do estado de Minas Gerais, decorrente de contingências

simples, em situações de elevado despacho das usinas dos rios Paranaíba e Grande e elevado intercâmbio na interligação Norte/Sul.

LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2

- Importante para a otimização eletroenergética do SIN;
- Proporciona o fechamento de um anel em 500 kV no entorno da região central do Estado de Minas Gerais;
- Para garantir o suprimento aos consumidores da área Minas Gerais, pois minimiza a perda de carga (da ordem de 800 MW) por subtensão na região Central desse Estado, decorrente da contingência dupla da LT 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1;
- Pode evitar a necessidade de geração térmica adicional por razões elétricas.

Deliberação: O Comitê deliberou pelo reconhecimento de que o não cumprimento do cronograma de implantação dos empreendimentos de transmissão do Lote F do Leilão nº 07/2012 - LT 500 kV Estreito - Itabirito 2 e Lote A do Leilão nº 013/2013 - LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2, poderá comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do SIN, e que, conforme § 3º do Art. 3º do Decreto nº 8.437/2015, a competência para o licenciamento ambiental será da União.

Adicionalmente, também com fulcro no § 3º do Art. 3º do Decreto nº 8.437/2015 e na Carta ONS 2040/100/2015, de 18/11/2015, o Comitê deliberou pelo não reconhecimento de que os empreendimentos de geração eólica no estado do Rio Grande do Sul, denominado Complexo Eólico Canelões, podem comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Deliberação: O Comitê deliberou pelo não reconhecimento de que o não cumprimento do cronograma de implantação dos empreendimentos de geração eólica no estado do Rio Grande do Sul, denominado Complexo Eólico Canelões, podem comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nada mais havendo, foi encerrada a reunião.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Edvaldo Luis Risso	MME
Altino Ventura Filho	MME
Romeu Donizete Rufino	ANEEL
Reive Barros dos Santos	ANEEL
André Pepitone Nóbrega	ANEEL
José Jurhosa Jr.	ANEEL
Rui Guilherme A. Silva	CCEE
Moacir Carlos Bertol	MME
Ildo Wilson Grüdtner	MME
Willamy Moreira Frota	MME
Robésio Maciel de Sena	MME
Amilcar Gonçalves Guerreiro	EPE
Hermes J. Chipp	ONS
Francisco Arteiro	ONS
José da Costa Carvalho Neto	ELETROBRAS
José Antonio Muniz Lopes	ELETROBRAS
José Carlos de Miranda Farias	CHESF
Domingos Romeu Andreatta	MME
José Brito Trabuco	MME
Miguel C. Medina Pena	CHESF
Antonio Varejão de Godoy	CHESF
Ricardo Jucá	CHESF
João Daniel de Andrade Cascalho	MME
Ricardo Monteiro	MME
Thiago Pereira Soares	MME
Flávia Pierry Bessa Lima	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Rodrigo Daniel Mendes Fornari	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME

Manoel Clementino Barros Neto	MME
Bianca Maria Matos de Alencar Braga	MME
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Flávia Xavier Cirilo de Sá	MME
André Grobério Lopes Perim	MME
Roberto Pereira Caldas	CEPEL
Symone C. S. Araújo	MME
Maria Ceicilene Aragão Martins	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME