

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 032.925/2014-0.

Natureza: Monitoramento.

Órgão/Entidade: Agência Nacional de Energia Elétrica e Ministério de Minas e Energia.

Representação legal: não há.

**SUMÁRIO: MONITORAMENTO DO
ACÓRDÃO 2.316/2014-TCU-PLENÁRIO.
ATENDIMENTO PARCIAL.
DETERMINAÇÃO. RECOMENDAÇÃO.**

RELATÓRIO

Cuidam os autos de monitoramento do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, proferido no âmbito do TC 029.387/2013-2, que trata de auditoria operacional em que se avaliou o cumprimento e a sincronia do cronograma para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia outorgados no período de 2005 a 2013, bem como os impactos de atrasos e descompassos de obras específicas sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e os mecanismos existentes para coibir tais ocorrências.

2. Por meio do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, prolatado na sessão ordinária de 3/9/2014, determinou-se:

9.1.1. ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de sessenta dias, elabore plano de ação contendo o conjunto de atividades, com seus respectivos prazos e responsáveis, necessárias para evitar que em 2015 haja restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul, já que as redes de transmissão não suportarão a energia gerada, em face do atraso nas linhas de transmissão e subestações LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como na SE Fernão Dias 500/440 kV-1200 MVA e nos compensadores estáticos previstos para as SEs Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013, com entrega somente para 2017, embora estivessem planejadas para entrarem em operação em 2014/2015, como registrado no Plano da Operação Elétrica 2014/2015, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema;

9.1.2. à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de sessenta dias, adote e encaminhe, a este Tribunal, a decisão de Diretoria em relação:

9.1.2.1. ao atraso das usinas do Madeira, tendo em vista que, em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau, obrigando as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo; e

9.1.2.2. ao pleito da usina Santo Antônio, referente ao Processo Aneel 48500.001273/2008, em que a concessionária requer: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão; e b) a postergação dos contratos regulados até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012;

9.1.3. à Agência Nacional de Energia Elétrica e ao Ministério de Minas e Energia que, em ação conjunta e em articulação com outros agentes do setor elétrico, no prazo de noventa dias:

9.1.3.1. elaborem e encaminhem, a este Tribunal, estudos baseados em leilões anteriores, em que sejam considerados os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como as causas dos

eventuais atrasos, o que possibilitará uma retroalimentação na etapa do planejamento de futuros leilões, com o objetivo de adotar prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras de cada tipo de empreendimento;

9.1.3.2. avaliem a pertinência de adotar critérios de aferição da exequibilidade das propostas referentes às concessões de serviços de energia elétrica, com base na aplicação subsidiária da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993;

9.2. recomendar:

9.2.1. à Casa Civil da Presidência da República que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico; e

9.2.2. à Agência Nacional de Energia Elétrica que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão – uma vez que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração não se vincula ao banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão – de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração;

3. Transcrevo a seguir, com ajustes de forma pertinentes, a instrução elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica, cujas propostas contaram com a anuência de seus dirigentes:

(...)

3. Contra o subitem 9.1.2 do referido acórdão, a Aneel interpôs Pedido de Reexame, o qual foi conhecido em despacho do Ministro Relator do processo original, produzindo efeito suspensivo sobre a parte da deliberação recorrida, nos termos do art. 48 da Lei 8.443/1992 (peças 287 e 291 do TC 029.387/2013-2).

4. Os demais dispositivos do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário não foram objeto de recurso e mantiveram seus efeitos.

5. Particularmente às determinações contidas no subitem 9.1.3, o MME, por meio do Ofício 263/2014-SE-MME (peça 3), solicitou prorrogação de prazo para atendimento, por mais 90 dias, o que foi concedido mediante o Acórdão 729/2015-TCU-Plenário.

6. As respostas das unidades jurisdicionadas informando o cumprimento das determinações e recomendações realizadas pela deliberação foram apresentadas conforme segue:

a) subitem 9.1.1: o MME encaminhou o Ofício 245/2014-SE-MME, de 28/11/2014 (peça 2);

b) subitem 9.1.2.1: não obstante a suspensão de seus efeitos mediante pedido de reexame, a Aneel encaminhou, em 11/1/2016, o Ofício 03/2016-AIN-ANEEL (peça 29);

c) subitem 9.1.2.2: não obstante a suspensão de seus efeitos mediante pedido de reexame, a Aneel encaminhou, em 21/12/2015, o Ofício 119/2015-AIN-ANEEL (peça 26);

d) subitens 9.1.3.1 e 9.1.3.2: o MME encaminhou o Ofício 036/2015-SE-MME, de 9/3/2015, e o Ofício 296/2015-SE-MME, de 10/12/2015 (peças 13 e 25, respectivamente); e

e) subitem 9.2.2: a Aneel encaminhou o Ofício 20/2015-AIN-ANEEL, de 7/4/2015 (peça 15).

7. Após a análise inicial das respostas acima relacionadas, realizada na peça 33, foram tecidas conclusões para os pontos tratados nos subitens 9.1.2, 9.1.3 e 9.2, que serão incorporadas nesta instrução.

8. No tocante ao subitem 9.1.1, verificou-se que o MME não deu pleno cumprimento à determinação, tornando-se necessária a realização de diligência ao órgão, que foi efetuada nos

termos do Ofício 0112/2016-TCU/SeinfraElétrica. A resposta da Aneel foi apresentada por meio do Ofício 25/2016-AIN-ANEEL, de 26/4/2016 (peça 37).

9. Apresenta-se, a seguir, o exame individualizado do cumprimento de cada um dos dispositivos emanados pelo Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário.

EXAME TÉCNICO

Subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário (peças 2 e 37)

10. De acordo com os autos do TC 029.387/2013-2, o ONS alegou, com base no Plano da Operação Elétrica 2014/2015 (PEL 2013), que haveria restrições na transmissão dos 6.900 MW de geração disponibilizados pelo complexo de usinas do rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio), em função dos atrasos na entrada em operação das LTs de 500 kV previstas para as regiões Sul e Sudeste.

11. Para evitar esse cenário, seria necessária a instalação de obras de pequeno porte na rede de distribuição da CPFL, mas, ainda assim, poderiam ocorrer situações de restrição no aproveitamento da geração das usinas, até a entrada em operação da LT Araraquara 2-Fernão Dias e da LT Araraquara 2-Itatiba, que estavam previstas apenas para junho de 2017, embora estivessem planejadas para entrarem em operação em maio de 2014 e maio de 2015, respectivamente.

12. Dessa maneira, o TCU determinou ao MME por meio da deliberação monitorada que, no prazo de sessenta dias, elaborasse um plano de ação contendo o conjunto de atividades, com seus respectivos prazos e responsáveis, necessárias para evitar que em 2015 houvesse restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul.

13. Segundo o MME, em face dos atrasos na entrada em operação dos empreendimentos do setor elétrico, o Ministério, conjuntamente com o MPOG, pode *“adotar ações com o objetivo de remover óbices dos processos, que podem ser por meio de reuniões com o empreendedor, ações junto aos órgãos intervenientes e de licenciamento ambiental, ou ainda no acompanhamento mais detalhado de uma determinada obra, por meio de visitas técnicas”*.

14. No entanto, a despeito do extenso conteúdo da resposta apresentada pelo Ministério à determinação contida no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, o órgão se resume a informar as atividades realizadas pela pasta e principalmente pelas concessionárias dos empreendimentos no processo de licenciamento socioambiental, não fazendo referência a qualquer atividade prospectada no sentido de efetivamente garantir a conclusão dos empreendimentos, com vistas a evitar restrições na rede de transmissão associada às usinas do rio Madeira.

15. Dessa maneira, foi realizada diligência para a obtenção de esclarecimentos adicionais sobre os atrasos das linhas de transmissão e subestações LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como na SE Fernão Dias 500/440 kV-1200MVA e nos compensadores estáticos previstos para as SEs Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013.

16. Em resposta, a Aneel informa que a ausência do conjunto de instalações em questão ainda não representa uma restrição ativa para a transmissão de energia gerada nas usinas do rio Madeira.

17. Não obstante, o fato é que ainda não é possível escoar mais do que 3.150 MW de potência do complexo do Madeira para a região Sudeste, pelos motivos expostos a seguir.

18. O sistema de transmissão que interliga as UHEs Jirau e Santo Antônio à subestação de Araraquara 2, com vistas ao escoamento para a região Sudeste (Linhão do Madeira) possui dois bipolos de corrente contínua, licitados por meio do Leilão ANEEL 7/2008, nos seguintes lotes: i) Lotes C e D referentes ao 1º bipolo; e ii) Lotes F e G relativos ao 2º bipolo.

19. Os Lotes C e D, concedidos respectivamente às Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (ELETRONORTE) e à Interligação Elétrica do Madeira S/A (IEMADEIRA), atrasaram 375 dias em média. Por sua vez, os Lotes F e G, concedidos respectivamente à IEMADEIRA e à Norte Brasil Transmissora de Energia S/A (NORTEBRASIL), ainda não entraram em operação comercial, e possuem previsão para julho de 2016, após um atraso de 1.191 dias em média.

20. As causas apontadas para os atrasos no Linhão do Madeira estão mencionadas no TC 029.387/2013-2, e, em síntese, relacionam-se à demora na emissão das licenças ambientais.
21. Segundo a Aneel, os testes do polo 4 do 2º bipolo estão em fase de conclusão e devem elevar a capacidade de transmissão do sistema de corrente contínua para 5.500 MW. Já os testes no polo 3 do 2º bipolo serão iniciados após a conclusão dos testes do polo 4. Após a conclusão dos testes e a entrada em operação do 2º bipolo, a capacidade de escoamento do Linhão do Madeira será ampliada para 6.300 MW, atingindo o total projetado.
22. Portanto, o atraso na implantação do sistema receptor da energia do complexo do Madeira na região Sudeste ainda não é causa direta de restrição apenas porque o fluxo de energia está limitado à 3.150 MW, ainda em razão do atraso na entrada em operação comercial do 2º bipolo do Linhão do Madeira, que já soma mais de mil dias de atraso.
23. E, mesmo após a entrada do 2º bipolo, não será possível o escoamento da capacidade máxima das usinas até que sejam concluídas as obras do sistema receptor da região Sudeste relacionado no subitem 9.1.1 do Acórdão 729/2015-TCU-Plenário.
24. No que se refere às obras da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e suas subestações, a cargo da COPEL Geração e Transmissão S/A (COPEL-GT), o prazo final para a conclusão do empreendimento era 06/10/2012, somando atualmente, portanto, mais de 1.300 dias de atraso.
25. A concessionária alega que ocorreram muitos óbices para obtenção das licenças ambientais da linha de transmissão, como a morosidade de 25 meses desde o início das tratativas para a obtenção da Licença Prévia (LP). Quando enfim emitida, a LP conteria 27 condicionantes para obtenção da Licença de Instalação (LI) e mais 14 (quatorze) condicionantes para a obtenção da Licença de Operação (LO), dentre as quais, de acordo com a concessionária, figuram requisições de pertinência discutível.
26. Por derradeiro, a concessionária afirma que o cumprimento de algumas etapas só foi possível por meio do ajuizamento de ações, que resultaram em atrasos pontuais no cronograma do empreendimento. E ainda se encontrariam pendentes de julgamento outras ações judiciais, principalmente relacionadas a questões fundiárias, protelando a emissão de LI para a linha de transmissão, motivo pelo qual a Aneel entendeu desnecessário emitir juízo de consideração sobre a motivação dos atrasos até que as obras estejam em um estágio mais avançado do cronograma de realização (peça 39).
27. Apesar desse cenário, a Aneel indica previsão para que as obras das subestações fiquem prontas até 30/12/2016 e, com relação à linha de transmissão, até 30/04/2017, após atualização do Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão. Tal previsão foi elaborada com base na emissão da LI em março de 2016, o que não ocorreu.
28. Verifica-se, assim, que, na verdade, o prazo estimado pela Agência para a conclusão do empreendimento é altamente falho, visto que, para isso, é determinante que os entraves para a emissão da LI e da LO, com toda a sua complexidade, sejam enfim solucionados, o que não foi considerado na estimativa do Regulador. Uma vez emitidas tais licenças, só restarão etapas de engenharia construtiva e elétrica, aí sim passíveis de se terem um prazo estimado, dada a previsibilidade das atividades envolvidas.
29. Dessa maneira, entende-se necessário recomendar ao MME e à Aneel que, mediante uma análise da opção mais vantajosa para o setor elétrico, reavaliem a viabilidade do empreendimento, dados os fatos apontados e o atraso já somado desde a previsão inicial de conclusão da obra, articulando, juntamente com a Casa Civil da Presidência da República e com os demais agentes envolvidos, possíveis alternativas para viabilizá-lo, ou, em último caso, declarem a caducidade da concessão, adotando outras medidas possíveis para suprir a inexistência das instalações em questão no sistema elétrico.
30. Também considera-se pertinente recomendar à Aneel que, após reavaliar a situação do empreendimento como descrito na proposta anterior, emita juízo de mérito quanto aos motivos que levaram aos atrasos verificados nas obras da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e de suas

subestações, bem como as responsabilidades pelo ocorrido.

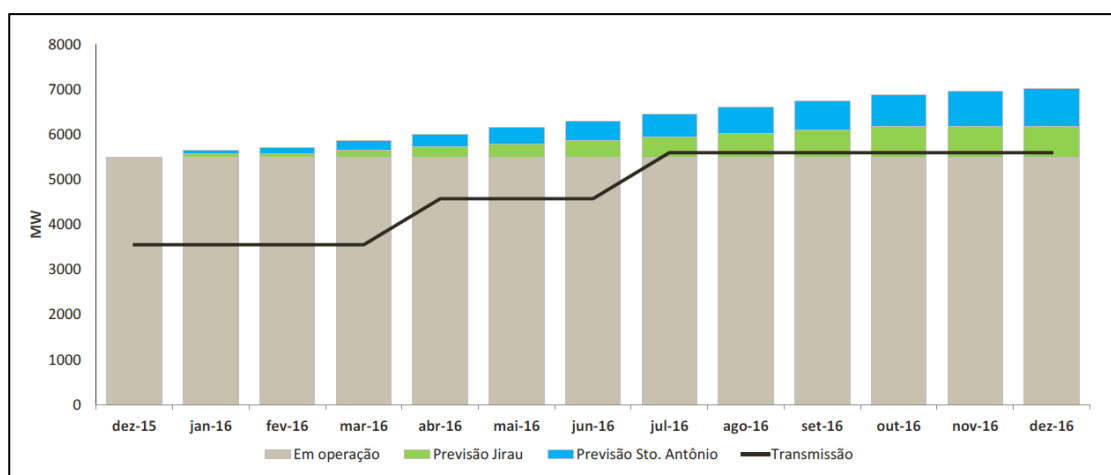
31.Com relação às demais obras relacionadas no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, todas concedidas à Mata de Santa Genebra Transmissão S/A (MSG), o problema está relacionado a fatos anteriores ao leilão em que foram concedidas, como o fracasso do Leilão de Transmissão 1/2013, realizado em maio de 2013, que não permitiram que as instalações estivessem disponíveis nas datas originalmente planejadas, nos anos de 2014 e 2015. Por meio do Leilão de Transmissão 7/2013, realizado em 14/11/2013, elas enfim foram concedidas, mas com prazo de implantação de 42 meses após a celebração dos contratos de concessão.

32.A Aneel informa que os empreendimentos não estão atrasados e possuem previsão de término nas seguintes datas: i) LT 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Batéias, LT 500 kV Araraquara 2-Fernão Dias e compensadores estáticos para a SE Itatiba e Santa Bárbara, em 14/11/2014; e ii) SE Fernão Dias 500/400 kV-1200 MVA, em 14/5/2018 (peça 40). Todos já possuem LI emitida.

33.Além do escoamento direto para a região Sudeste, há o escoamento por meio da SE Porto Velho, com capacidade de 700 MW, que transmite, em corrente alternada, a energia produzida por essas usinas para outras localidades. No entanto, do total de 7.318 MW de potência instalada das UHEs Jirau e Santo Antônio, já se encontram em operação atualmente 5.864,72 MW (peça 38, p. 9).

34.Apresenta-se a seguir a previsão teórica realizada pela Aneel para a potência instalada e para a capacidade de transmissão do complexo do Madeira.

FIGURA 1 – Previsão de potência instalada e de capacidade de transmissão do complexo do Madeira



Fonte: ANEEL (peça 38, p. 10).

35.Conforme o gráfico acima, no ano de 2016, a capacidade de escoamento do complexo do Madeira ficará limitada a, no máximo, 5.600 MW, sendo 4.900 MW para a região Sudeste pelo Linhão do Madeira os outros 700 MW para a região Acre e Rondônia pelo sistema de corrente alternada. Esse montante representa 76,5% da potência instalada total das UHEs Jirau e Santo Antônio.

36.Não obstante, na prática, essa restrição pode ser menor em função da geração efetiva das usinas, variável em virtude da indisponibilidade de máquinas e de fatores hidrológicos, bem como seus efeitos negativos podem ser minimizados por condições operativas do SIN, como discorrido a seguir.

37.De acordo com dados do ONS, dois fatos garantem atualmente expressiva folga para a operação do sistema: i) a região Sul tem operado majoritariamente como exportadora de energia para a região Sudeste; e ii) a geração nas usinas conectadas à rede de 440 kV tem sido superior a 70% da sua capacidade instalada.

38.Todavia, em cenários específicos que combinem elevada geração das usinas com elevados

intercâmbios para a região Sul, a ausência dos sistemas de transmissão mencionados no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário poderá, de fato, ser a causa direta da restrição à geração do complexo do Madeira, resultando em insegurança energética.

39. Assim, após tratativas realizadas pelo ONS quanto à possibilidade de elevação dos limites operacionais de vias alternativas para o fluxo de energia, foram liberados os limites da LT 440 kV Araraquara-Araraquara 2 C1/C2 e da LT 500 kV Araraquara-Araraquara 2 C1/C2, que, segundo o Operador, ocasionariam as maiores restrições.

40. Essa ampliação dos limites teria sido possível com a realização de obras pela CPFL, ainda em 2014, relativas à desmontagem das mísulas dos para-raios da LT 138 kV Paiol-Embraer e do deslocamento da rede de distribuição rural de 13,8 kV, ambas de sua propriedade.

41. Outra ação que teria sido adotada pelo ONS foi a atuação junto às concessionárias State Grid Brazil, IE Madeira e Eletronorte, no sentido de implantar um esquema especial de proteção nos dois bipolos do Linhão do Madeira (sinal de **runback**), para reduzir de forma rápida a ordem de potência nos bipolos, na ocorrência de contingências.

42. No que tange à atuação da Aneel, o Regulador informa que a obra de implantação da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté foi fiscalizada, mas teve o Termo de Notificação (TN) arquivado devido às justificativas apresentadas pela concessionária, mencionando as dificuldades enfrentadas para obtenção das licenças do empreendimento, conforme mencionado anteriormente.

43. Além disso, afirma que as instalações relacionadas no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário estão sob acompanhamento diferenciado com relatório publicado trimestralmente.

44. Pelo exposto, verifica-se que, as informações apresentadas pelo MME e pela Aneel, na verdade, tratam-se de “manobras” adotadas em articulação com o ONS, para evitar a restrição no escoamento da energia das UHEs Jirau e Santo Antônio após a entrada em operação do 2º bipolo do Linhão do Madeira.

45. O fato é que as medidas adotadas não dizem respeito à entrada em operação dos empreendimentos listados no subitem 9.1.1 da deliberação monitorada, mas a obras e a condições operativas de outros empreendimentos, e, mesmo assim, não são suficientes para evitar eventual restrição. Cabe destacar que tais intervenções, embora possam agregar mais flexibilidade operativa ao SIN, representam custo adicional ao sistema, que poderia ser evitado caso não houvesse atrasos no sistema de transmissão em apreço.

46. No entanto, entende-se exaurida a questão, em vista dos seguintes motivos.

47. Uma vez licitados os empreendimentos do setor elétrico, a margem de atuação do poder concedente, na figura do MME, e da Aneel se restringe, via de regra, a monitorar a implantação das obras e gerir os contratos de concessão, eventualmente punindo as concessionárias, por meio de multas, ou até declarando a caducidade da outorga, se, em face do caso concreto, tal alternativa se mostrar mais vantajosa para o interesse público.

48. No caso em análise, não há elementos que levem a crer que a declaração de caducidade das concessões é a melhor via de atuação, principalmente tendo em vista as dificuldades inerentes à implantação dos empreendimentos envolvidos, como a alta complexidade das questões fundiárias tratadas para a obtenção das licenças ambientais, dada a localização em plena área urbana. Ademais, todos os empreendimentos relacionados no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, à exceção da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e suas subestações, já possuem licença de instalação e encontram-se dentro do cronograma previsto.

49. Pelo contrário, os problemas apontados nesses empreendimentos decorrem, em grande parte, de dificuldades sistêmicas existentes desde a fase de planejamento do setor até a obtenção de licenças necessárias para a execução das obras, de forma que nada adiantaria atacar a concessão, sem o prévio aperfeiçoamento desse processo.

50. Ademais, como informado pela Aneel, as obras em questão, à exceção da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e suas subestações, deverão ficar prontas no curto prazo e as restrições

advindas dos atrasos nela verificados sequer são certas, dependendo de uma série de condições operativas do SIN, as quais, inclusive, já estão sendo aperfeiçoadas pelo ONS, de modo a mitigar os riscos envolvidos.

51.Dessa forma, visto que a Aneel e o ONS estão adotando as providências a ele cabíveis, no sentido de garantir a entrada em operação das instalações que permitirão escoar a energia do complexo do Madeira na região Sudeste, e que a restrição atualmente existente se dá em razão dos atrasos no próprio Linhão do Madeira, cujas causas e efeitos já foram tratados no âmbito do TC 029.387/2013-2, entende-se desnecessária a adoção de outras medidas além das recomendações propostas nos parágrafos 29 e 30 acima.

Subitem 9.1.2.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário (peças 26 e 29)

52.Consta do TC 029.387/2013-2 que os atrasos ocorridos sobre as usinas do rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio) causaram efeitos perversos sobre a segurança energética do sistema elétrico brasileiro, bem como impactos financeiros sobre a tarifa, na medida em que as distribuidoras foram obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo para adquirir energia de reposição.

53.A fim de não serem penalizadas pelos atrasos verificados, as concessionárias protocolaram na Aneel pedidos de excludente de responsabilidade e, no caso particular da UHE Santo Antônio, fez-se registro de pleito específico em que a concessionária requer, além da exclusão de sua responsabilidade em virtude dos atrasos: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST); e b) a postergação dos CCEARs, até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012.

54.Sendo assim, dada a relevância da questão e seus impactos sobre o sistema, foi determinado à Aneel, mediante o subitem 9.1.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, que, no prazo de sessenta dias, resolvesse a respeito dessas questões.

55.Conforme mencionado anteriormente, tal dispositivo teve seus efeitos sustados em face da interposição de Pedido de Reexame. Analisando-se o teor do TC 029.387/2013-2, verifica-se que o referido recurso ainda não foi apreciado pelo Colegiado.

56.Não obstante, a Aneel informa que o entendimento da Agência em relação aos atrasos das UHEs Jirau e Santo Antônio já foi definido, conforme as seguintes decisões:

TABELA 1 – Decisões da Aneel sobre os atrasos no complexo de usinas do rio Madeira

Usina	Concessionária	Decisão	Data
UHE Jirau	Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR)	Despacho 1.732/2013	4/6/2013
		Despacho 3.588/2013	2/10/2013
		Despacho 1.249/2015	28/4/2015
UHE Santo Antônio	Santo Antônio Energia S.A. (SAESA)	Despacho 714/2013	12/3/2013
		Despacho 1.250/2015	28/4/2015

Fonte: Aneel (peça 29).

57.No que se refere à UHE Jirau, a decisão definitiva da Aneel, proferida mediante o Despacho 1.249/2015, foi a de reconhecer a excludente de responsabilidade da ESBR, concessionária da outorga, pelo atraso de 52 dias em razão de atos do Poder Público, bem como deslocar o cronograma do empreendimento a fim de compatibilizá-lo com a data da disponibilização para testes do sistema de transmissão que seria necessário para escoar a energia gerada pela usina, a LT Porto Velho-Araraquara.

58.Quanto à UHE Santo Antônio, a Aneel resolveu mediante o Despacho 1.251/2015 negar provimento ao pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade da SAESA, haja vista a ausência do nexo de causalidade entre os eventos apresentados e a capacidade da concessionária de atender aos CCEARs.

59. De acordo com o Voto que fundamentou a decisão, de relatoria do Diretor André Pepitone da Nóbrega, o reconhecimento das excludentes pleiteadas pela SAESA não afetaria o cumprimento dos CCEARs por ela firmados, visto que, ainda que com atraso, a implementação da usina foi efetivamente antecipada em relação ao cronograma original. No início do suprimento, em 15/12/2012, a concessionária contava com 7 unidades geradoras em operação comercial, sendo capaz de atender às obrigações com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) tanto em 2012 quanto em 2013.

60. A avaliação dessas decisões foi objeto de fiscalização realizada no âmbito do TC 016.658/2015-9, julgado por meio do Acórdão 946/2016-TCU-Plenário, em que não foram identificadas irregularidades no que diz respeito aos processos decisórios da Aneel acerca dos pedidos de exclusão de responsabilidade das concessionárias por atrasos na implantação das UHEs Belo Monte, Jirau e Santo Antônio.

61. Não obstante, a matéria afeta a esses pedidos de excludentes de responsabilidade foi levada pelas concessionárias à esfera judicial, não sendo ainda possível aferir em que grau elas repercutirão no mundo jurídico.

62. Pelo exposto, verifica-se que, no tocante à determinação contida no subitem 9.1.2.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, houve a perda de objeto do Pedido de Reexame interposto pela Aneel contra esse dispositivo da deliberação, motivo pelo qual se propõe que seja anexada cópia desta instrução ao TC 029.387/2013-2, para o devido julgamento do recurso.

63. Por fim, com relação ao pleito da UHE Santo Antônio em que concessionária requer a compensação dos encargos de uso pagos (subitem 9.1.2.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário), a Aneel alega que o assunto está sendo tratado no Processo 48500.000786/2011-31, já instruído pela Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e encaminhado para apreciação da diretoria.

Subitens 9.1.3.1 e 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário (peças 13 e 25)

64. Conforme os autos do TC 029.387/2013-2, verificou-se um panorama sistêmico de atrasos e descompassos nas obras dos empreendimentos de transmissão e de geração do setor elétrico.

65. Na geração, 79% dos empreendimentos ou unidades geradoras de UHE, 75% de UTE, 88% de eólicas e 62% de PCH apresentaram atrasos. Já no transporte de energia, 83% das linhas de transmissão e 63% das subestações apresentaram atrasos.

66. Os atrasos são expressivos. Identificou-se atraso médio nos empreendimentos de geração de onze meses para a entrada em operação de UTE, de dez meses para EOL, de oito meses para UHE e de quatro meses para PCH. Para os empreendimentos de transmissão, detectou-se atraso médio de quatorze meses para a entrada em operação de linhas de transmissão e de três meses para subestações elétricas.

67. Nesse contexto, o TCU determinou, mediante o subitem 9.1.3 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, que a Aneel e o MME elaborassem estudo sobre os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, de forma a torná-los mais aderentes à realidade, bem como avaliassem a pertinência de adotar critérios de aferição da exequibilidade das propostas referentes às concessões de serviços de energia elétrica, com base na aplicação subsidiária da Lei 8.666, de 21 de junho de 1993.

68. Em atendimento às determinações do aludido dispositivo, o MME apresenta a Nota Técnica 9/2015-DMSE/SEE-MME (peça 13, p. 2-7), a Nota Técnica 2/2015-N3E/SPE-MME (peça 13, p. 8-21) e a Nota Informativa 2/2015-ASSE/GM-MME (peça 13, p. 57-59), com o apoio em documentos produzidos pela EPE – Nota Técnica EPE-DEE-RE-036/2015-rev0 (peça 13, p. 22-32) – e pela Aneel – Nota Técnica 0271/2014-SCT/ANEEL (peça 13, p. 33-53) e Ofício 855/2014-SFG/SCG/ANEEL (peça 13, p. 54-56).

69. No que se refere ao subitem 9.1.3.1, o MME apresenta extensa nota técnica, em que descreve: i) a sistemática dos leilões de geração e transmissão e as suas estruturas de incentivo ao cumprimento

de prazos; ii) a forma de planejamento da expansão da transmissão e a sua interface com a expansão da geração; e iii) as atividades adotadas pela pasta com vistas à resolução do problema.

70. O estudo realizado compreendeu de forma segmentada apenas alguns dos aspectos relacionados aos atrasos verificados no setor, conforme exposto a seguir.

71. Inicialmente, no que se refere às causas dos atrasos, o Ministério apresenta os motivos informados pelos empreendedores, compreendendo questões relacionadas à gestão do negócio – problemas de financiamento, de fornecimento de equipamentos, falhas no planejamento de obras do agente e a ocorrência de greves – e aspectos fora da área de gestão do particular – ausência de conexão de usinas concluídas e a complexidade do processo de licenciamento socioambiental. A Aneel descreve esses motivos, conforme apresenta-se a seguir.

TABELA 2 – Causas para atrasos em empreendimentos do setor elétrico

Geração
Financiamento: Afeta principalmente Usinas Termelétricas (UTE) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) destinadas ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) por, geralmente, não possuírem contrato de compra e venda de energia de médio e/ou longo prazo. Contudo, afeta também usinas contratadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sendo, inclusive, uma das maiores fontes de atraso para UTE e PCH, segundo alegações dos próprios agentes.
Conexão: Atualmente afeta, sobretudo, as Usinas Eólicas (EOL), mas já constituiu motivo de atraso para UTE a biomassa. Este tipo de atraso pode se configurar em problema grave ao mercado regulado, uma vez que nos contratos oriundos dos recentes leilões de energia nova existe cláusula que permite o recebimento de receita por parte dos agentes geradores que cumpriram o cronograma quando resta reconhecido o atraso nas obras da conexão - esta cláusula foi incluída com o intuito de alocar melhor os riscos atinentes ao atraso na conexão, já que não está ao alcance do gerador a mitigação desse risco. Nestes casos, as usinas podem ser declaradas "aptas a operar".
Planejamento de obras do agente: O planejamento da implantação dos empreendimentos inicia-se na própria fase de sua concepção para participação nos leilões de energia nova. Empreendedores mais propensos ao risco, muitas vezes apresentam projetos arrojados em termos de prazo para suas implantações a fim de fazê-los compatíveis como prazo estabelecido para Início do suprimento estabelecido nas regras do leilão. Quaisquer dificuldades encontradas poderão resultar em atrasos de difícil superação. Nesse caso, destacam-se as grandes Usinas Hidrelétricas, que exigem planejamento amplo que inclui a agenda socioambiental e o cronograma de implantação em si.
Fornecimento de equipamentos: Considerando a evolução das fontes de energia "por ciclos" (termelétricas fósseis de emergência no PPT; PCH; biomassas; eólicas), nota-se que algumas indústrias ficam sobrecarregadas, levando a atrasos no setor elétrico, enquanto outras ficam ociosas
Licenciamento ambiental: Afeta em maior grau os empreendimentos hidrelétricos. A abrangência e complexidade cada vez maior dos estudos e condicionantes estabelecidas pelos órgãos ambientais, participação crescente do Ministério Público que interrompe os processos quando discorda dos procedimentos e decisões dos órgãos ambientais e as divergências e sobreposições de competências estadual e federal têm motivado dificuldades na obtenção e manutenção das licenças ambientais. Além disso, devido aos impactos que obras de grande porte causam, há o risco de que as licenças de implantação possam ser cassadas no período de obras do empreendimento, o que leva a ciclos de mobilizações e desmobilizações, gerando atrasos maiores do que o período em que a licença foi cassada. Atrasos em licenciamento também ocorrem quando os agentes geradores decidem negociar condicionantes, por exemplo, áreas de desmatamento. Uma vez que esses estudos são amplos e complexos, essas negociações podem levar muito tempo, causando atraso nas obras. Verifica-se ademais que a inexistência de uniformidade entre as diferentes esferas, no que tange o licenciamento ambiental, constitui dificuldade na obtenção das licenças ambientais. Dessa maneira, percebe-se que é preciso articulação entre os setores

elétrico e ambiental, de forma a preparar melhor o setor elétrico para enfrentar as questões socioambientais e esclarecer o setor ambiental das necessidades quanto aos prazos no setor elétrico.
Licenciamento do Iphan: Afeta principalmente UHE e EOL. Guarda semelhanças com os casos de atrasos decorrentes de dificuldades no licenciamento ambiental.
Greve: A gestão adequada dos recursos humanos, principalmente em caso de obras com intenso emprego de colaboradores é fundamental para o bom andamento das obras e tem sido um aspecto de relevante dificuldade para os agentes de geração. O grande contingente de trabalhadores, muitas vezes concentrados em locais de difícil acesso, distantes dos centros urbanos, com condições limitadas para moradia, alimentação e lazer tem trazido grandes desafios aos agentes geradores. Mais uma vez é desejável maior articulação do setor elétrico com outros setores do país, neste caso, o Ministério do Trabalho e Emprego.
Transmissão
Licenciamento ambiental: O processo de obtenção de licenciamento ambiental engloba não somente o órgão responsável pela emissão do licenciamento, seja o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), em âmbito federal, ou órgãos estaduais responsáveis pelo licenciamento, mas também órgãos que necessitam anuir, previamente a emissão do licenciamento, com a implantação do empreendimento, como por exemplo a Fundação Nacional do Índio (FUNAI), o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN), o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), entre outros. Em resumo, o processo de liberação socioambiental para implantação dos empreendimentos de transmissão envolve vários órgãos, tornando-se um processo complexo podendo levar longo tempo até sua conclusão.
Aspectos fundiários: A questão fundiária é um problema sobretudo em localidades próximas a áreas urbanas, em que há uma maior e mais complexa ocupação do solo.

Fonte: Aneel (peça 13).

72. Particularmente quanto aos empreendimentos de geração, o MME apresenta um quadro, realizado a partir de uma amostra de 137 de um total de 243 obras atrasadas em janeiro de 2015 (56,4%), individualizando os motivos apresentados pelos empreendedores.

73. Informa que há uma forte presença de empreendimentos eólicos no universo de empreendimentos atrasados, sendo 153 (60%) dos casos de atraso informados ao MME decorrentes de problemas na gestão do empreendimento, como dificuldades no fornecimento de equipamentos e alterações de características técnicas do projeto, ou causados por motivos de força maior, a exemplo de problemas de conexão e adversidades climáticas.

74. No entanto, segundo o MME, “a maioria dos problemas de conexão deriva também de questões de licenciamento [que estão dentro da gestão pública]” e “os atrasos decorrentes de alteração de características técnicas devem ser minimizados. Na maioria das vezes, o redimensionamento é favorável ao projeto. Outro evento de atraso a ser desconsiderado é o de fornecimento de equipamento, muito em virtude do sobrecarregamento da cadeia produtiva”.

75. Dessa maneira, o Ministério conclui que cerca de 50% dos casos são decorrentes de falhas na governança pública, como problemas no licenciamento socioambiental, em especial na obtenção de licenças dos órgãos estaduais e do IPHAN.

76. Na visão do Ministério, a solução do problema deve primeiramente passar pelo aperfeiçoamento dos processos que estão na esfera da gestão pública, não estando associada à dilação de prazos dos empreendimentos de transmissão, pelos seguintes motivos:

a) o setor já possui mecanismos para coibir atrasos decorrentes de gestão nos empreendimentos e a simples dilação dos prazos para entrada em operação comercial não conduziria ao ajuste de cronogramas, uma vez que a tendência dos empreendedores é utilizar plenamente os prazos admitidos;

b) a incorporação dos atrasos ao cronograma dos leilões, em especial no que tange ao processo de licenciamento socioambiental, tornaria ficcionais os prazos máximos admitidos na Resolução Conama 237/1997, aportando imprevisibilidade ao empreendimento;

c) as dificuldades no licenciamento podem dificultar a implantação de um empreendimento até torná-lo inviável. Nesse contexto, a devolução da concessão pode ensejar indenização ao empreendedor, ao passo que sucessivas dilatações nos prazos para entrada em operação comercial agregam insegurança jurídica ao processo, pois, nesse caso, o empreendedor pode nunca vir a ser indenizado; e

d) a dilatação de prazos para entrada em operação comercial das obras de transmissão gera a necessidade de se antecipar o planejamento desses empreendimentos a fim de adequá-los a data de necessidade. No entanto, o avanço do planejamento da expansão da transmissão sobre a expansão da geração pode prejudicar a otimização do sistema, na medida em que podem ser concedidas obras sem os fatores de carregamento adequados.

77. Pelo exposto, verifica-se que o MME procurou mais argumentar contra os fundamentos da determinação contida no subitem 9.1.3.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário do que efetivamente cumpri-la.

78. Com relação aos argumentos expostos pelo Ministério, é pertinente esclarecer que a ampliação dos prazos para entrada em operação a fim de torná-los mais compatíveis com a realidade obviamente não é uma finalidade em si mesma, mas tão somente um meio de se readequar o planejamento da expansão para que os efeitos perversos decorrentes dos atrasos não se propaguem como verificado no âmbito do TC 029.387/2013-2.

79. Conforme elucidado naqueles autos, o descumprimento do planejamento da expansão pode prejudicar a segurança energética na medida em que a capacidade estrutural não atinge os patamares definidos para atender à demanda inicialmente prevista e possui efeitos adversos sobre o custo do sistema, pois em vez da comercialização mediante contratos regulados, as distribuidoras se veem obrigadas, em face desses atrasos, a comprar energia no mercado de curto prazo, de preço historicamente bem superior.

80. Portanto, o que se pretende com o realismo de prazos é evitar a ocorrência desses eventos, o que não prescinde de um aperfeiçoamento dos processos envolvidos nas obras dos empreendimentos de transmissão e de geração, para torná-los mais simples e céleres.

81. Se por um lado o setor já possui mecanismos para coibir atrasos causados pelos particulares, grande parte desses atrasos são decorrentes de atos do Poder Público, como afirmado pelo próprio Ministério, tornando ainda mais impositiva a necessidade de o Poder Concedente exigir apenas prazos que ele mesmo possa cumprir.

82. E, no tocante à parcela de atrasos motivada por fatos pertencentes à esfera de gestão dos particulares, também é necessário que esteja claro para os empreendedores as condições reais de investimento, de forma a evitar o abandono das obras ou até mesmo a judicialização do processo, como ultimamente verificado.

83. O que traz imprevisibilidade ao empreendimento não é a adoção de premissas mais realistas, mas justamente utilizar um planejamento fictício, pois trai a confiança de investidores, porquanto eles podem ser responsabilizados pelo descumprimento de prazos incompatíveis com a realidade, repercutindo negativamente sobre o sistema.

84. Quanto à possibilidade de o empreendedor ser indenizado pela devolução de uma concessão que tenha se tornado inviável em função do tempo, logicamente isso ocorre quando o projeto concedido não está estruturado dentro de um prazo realista, e não pela simples demora em o Poder Concedente admitir essa situação.

85. Destarte, é bem claro que as condições que trazem entraves ao cumprimento de prazos acabam por exigir que o Poder Público atue de forma mais antecipada às suas demandas, tanto na expansão da geração quanto na expansão da transmissão, trabalhando de forma ótima com o grau de incerteza gerado pela antecipação do planejamento setorial.

86. Na análise dos documentos que subsidiaram a resposta do Ministério, verificou-se que a Aneel, por sua vez, entende que os prazos de implantação especificamente dos empreendimentos de transmissão não estavam compatíveis com a realidade e a solução da questão passaria justamente pela necessidade de se antecipar o encaminhamento de relatórios de planejamento à Agência, para que os leilões fossem feitos, por conseguinte, com maior antecedência à data de necessidade dessas instalações.

87. A Agência menciona que, em 9/4/2013, resolveu encaminhar ao MME correspondência destacando *“a necessidade de aprimorar as etapas anteriores ao leilão, isto é, antes de os documentos de planejamento serem enviados à Aneel”*.

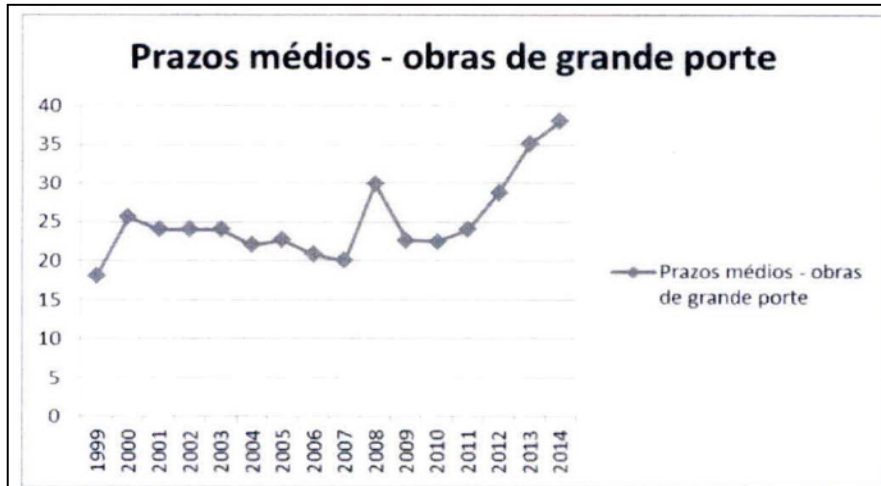
88. Em 17/5/2013, também teria sido informado ao MME os prazos médios para cronogramas vinculados às licitações de transmissão, que incluem obtenção das licenças ambientais e para execução das obras:

De forma a evitar os descasamentos de cronogramas observados, os prazos de implantação dos empreendimentos (36 meses para empreendimentos em geral e 48 meses para empreendimentos de grande porte) devem ser considerados pelo planejamento para se estabelecer a data em que os relatórios de planejamento devem ser encaminhados à Aneel para elaboração do edital de licitação.

89. Nesse contexto, o Regulador informa que, a partir de 2013, foram ampliados os prazos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão, considerando um prazo médio para emissão da Licença de Instalação de 18 meses, conforme ilustram os gráficos a seguir.

FIGURA 2 – Prazos definidos nos editais de transmissão para a entrada em operação comercial dos empreendimentos





Fonte: Aneel (peça 13).

90.No entanto, a Agência informa que ainda não foi possível verificar os impactos das alterações no cumprimento das datas contratuais, pois as obras leiloadas com os novos prazos ainda estão dentro do cronograma.

91.Ainda que a Aneel esteja limitada pelas datas de necessidade definidas no planejamento setorial, verifica-se assim que pelo menos no tocante aos atrasos decorrentes da demora no licenciamento ambiental dos empreendimentos de transmissão, houve iniciativa em tornar os prazos para a entrada em operação comercial mais compatíveis com a realidade.

92.Essa iniciativa repercutiu, por exemplo, no âmbito do Leilão de Transmissão 13/2015, apreciado pelo TCU no âmbito do TC 033.940/2015-0, em que se identificou que a Aneel:

- a) para os empreendimentos do leilão com prazos de implantação de 42, 48 e 60 meses, considerou o prazo legal máximo para licenciamento o previsto na Resolução CONAMA 237/1997 para obtenção da Licença de Instalação (LI), de 24 meses, adicionado ao prazo médio de emissão de termo de referência e de elaboração de EIA/RIMA de 12 meses. Para a etapa de engenharia dos empreendimentos, considerou o prazo de 24 meses para os empreendimentos de grande porte ou com grande dificuldade de liberação fundiária/ambiental e de 12 a 18 meses para os empreendimentos de médio porte ou de moderada dificuldade de liberação fundiária/ambiental; e
- b) para os empreendimentos com prazo de implantação de 36 meses, considerou como elevada a possibilidade de obtenção da Licença de Instalação (LI) por meio de Relatório Ambiental Simplificado (RAS) ou com baixo impacto sócio ambiental, estimando-se assim prazo de até 22 meses, para linhas de transmissão curtas, ampliação de subestações ou novas subestações isoladas em lote. Para a etapa de engenharia desses empreendimentos, considerados de pequeno porte e com pouca dificuldade fundiária (em específico para linhas de transmissão), estimou em até 14 meses.

93.Pelo exposto, em que pese as lacunas no estudo realizado pelo MME e pela Aneel, em especial no que tange a uma análise crítica sobre a factibilidade dos prazos para obras de geração, entende-se cumprida a determinação contida no subitem 9.1.3.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, porquanto os prazos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão, que são o principal vetor de atrasos no setor, foram ajustados aos prazos médios identificados nos últimos anos.

94.No que se refere à determinação do subitem 9.1.3.2, o MME afirma que os lances realizados nos leilões do setor elétrico não se baseiam apenas em custos, como ocorre nas demais licitações realizadas pela Administração Pública, regidas pela Lei 8.666/1993, pois *“outros fatores além do investimento influenciam na formulação das propostas, como custos de operação e manutenção, taxas de retorno exigidas, ganhos de escala com obras em regiões próximas, entre outros”*.

95.Segundo o Ministério, não se observa uma relação entre os deságios ofertados e a qualidade dos serviços prestados ou em maiores períodos demandados para implantação das obras, motivo pelo qual não se deveria adotar critérios de exequibilidade das propostas. Exemplifica o caso das

concessões de geração, em que afirma não haver registro de propostas que se enquadrem no disposto no § 1º do art. 48 da Lei 8.666/1993.

96. Por fim, menciona outros meios para assegurar o cumprimento contratual, como a exigência de garantia de fiel cumprimento, com valor de até 10% do investimento estimado para o empreendimento.

97. No entender desta Unidade Técnica, de fato, há enorme diferença de complexidade entre licitações para aquisição de bens e serviços e os leilões de concessão, o que acaba por dificultar ou até mesmo inviabilizar a definição de um critério de inexecutabilidade de propostas nestes certames, haja vista a assimetria de informações entre o particular e o setor público.

98. Não obstante, em teoria, toda e qualquer contratação possui obviamente uma gama de possibilidades de deságio aquém do ponto de equilíbrio, o que torna um empreendimento inviável e, portanto, tais propostas inexecutáveis. São diversos os impactos da contratação desse tipo de proposta, desde a deterioração da qualidade esperada para a concessão até o seu abandono.

99. É possível que esse tenha sido o caso dos empreendimentos da Abengoa S/A, que, pouco tempo após ter participado do Leilão Aneel 7/2015, para a concessão do Bipolo-2 da UHE Belo Monte, entrou com um pedido de recuperação judicial no Brasil.

100. A adjudicação de propostas inexecutáveis, em especial aquelas oferecidas para a concessão de empreendimentos de grande relevância como o mencionado, representam um grande risco para o setor elétrico e deve, na medida do possível, ser evitada.

101. No entanto, a despeito de subestimar os possíveis impactos na ausência da aferição de executabilidade de propostas nos leilões do setor elétrico, o MME cumpriu a determinação contida no subitem 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, porquanto avaliou a conveniência e a oportunidade de se aplicar subsidiariamente o art. 48, inciso II da Lei 8.666/1993 nas concessões de serviços de energia elétrica.

Subitens 9.2.1 e 9.2.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário (peça 15)

102. O trabalho realizado por meio do TC 029.387/2013-2 demonstrou a relevância do tema ambiental para os empreendimentos do setor elétrico, que contribuiu em grande parte para os atrasos.

103. Nesse contexto, foi publicada, em dezembro de 2011, a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa as normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes.

104. Todavia, considerando que à época do julgamento de mérito daqueles autos ainda não havia regulamentação da aludida lei, recomendou-se, por meio do subitem 9.2.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, à Casa Civil da Presidência da República que coordenasse, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar o normativo, a fim de agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico.

105. Em 22/4/2015, foi editado o Decreto 8.437/2015, regulamentando a Lei Complementar Federal 140/2011.

106. O referido decreto tem o condão de auxiliar na definição da competência da União no licenciamento ambiental, reduzindo a insegurança jurídica do processo no tocante à múltipla atuação de esferas decisórias sobre os projetos ambientais.

107. No que se refere ao subitem 9.2.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, verificou-se, no âmbito daquela fiscalização, que os mecanismos de monitoramento do MME e da Aneel não eram capazes de estabelecer vínculos entre as obras interdependentes de geração e de transmissão, dificultando, assim, a identificação de potenciais casos de descompasso entre as datas de entrada em operação desses empreendimentos.

108. Por esse motivo, foi recomendado à Aneel que interconectasse seus bancos de dados de geração e transmissão, de modo a tornar possível quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

109. Em 7/4/2015, a Agência apresentou o Ofício 20/2015-AIN/ANEEL, no qual informa que “foi estabelecida meta intermediária conjunta entre a Superintendência de Fiscalização de Geração (SFG) e a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), para o ciclo avaliativo 2014-2015, relativa ao monitoramento conjunto para esses empreendimentos”.

110. O cumprimento dessa meta teria se dado em duas etapas, sendo: 1) a primeira atingida em 30/10/2014, com o estabelecimento dos critérios para definição das instalações de geração e de transmissão a serem submetidas a fiscalização conjunta; e 2) a segunda, cumprida em 30/1/2015, na qual foram descritos os procedimentos de fiscalização conjunta mapeados como estratégicos.

111. O resultado dessa atividade foi exposto na Nota Técnica 03/2015-SFG-SFE/ANEEL (peça 15, p. 14-19), que descreve, detalhadamente, os procedimentos de fiscalização conjunta para prevenir o descasamento entre a disponibilização de instalações de transmissão e de geração estratégicas.

112. Entende-se, enfim, que essa iniciativa de fiscalizar conjuntamente os empreendimentos de geração e de transmissão correlacionados, juntamente com um planejamento que considere esse caráter de codependência dessas instalações, pode trazer ganhos ao sistema, de modo a não permitir a ocorrência de descompassos.

CONCLUSÃO

113. O presente processo de monitoramento evidenciou o atendimento parcial das determinações e recomendações exaradas por intermédio do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, proferido no âmbito do TC 029.387/2013-2.

114. Com relação ao subitem 9.1.1 da deliberação, verificou-se que o MME não demonstrou ter elaborado qualquer plano com o objetivo de garantir a efetiva entrada em operação dos empreendimentos necessários para o pleno escoamento da energia gerada pelo complexo do Madeira na região Sudeste.

115. Particularmente quanto à LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, tendo em vista não haver uma estimativa de prazo factível para a conclusão das obras, dado que, para isso, é determinante que os entraves para a emissão das licenças ambientais, com toda a sua complexidade no aludido caso, sejam enfim solucionados, propôs-se recomendação para que seja reavaliada a viabilidade do empreendimento, declarando, em último caso, a sua caducidade e adotando outras medidas possíveis para suprir a inexistência das instalações em questão no sistema elétrico.

116. Quanto aos demais empreendimentos, dado que se encontram dentro do cronograma previsto e já possuem as respectivas licenças de instalação emitidas, entende-se desnecessária a adoção de providências a respeito.

117. No tocante às determinações contidas no subitem 9.1.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, cujos efeitos estão suspensos por força de Pedido de Reexame interposto pela Aneel no âmbito do processo original, o Regulador emitiu posicionamento de mérito a respeito dos atrasos ocorridos nas UHEs Jirau e Santo Antônio.

118. De acordo com a Agência, devem ser reconhecidos à ESBR, concessionária da UHE Jirau, a excludente de responsabilidade pelo atraso de 52 dias em razão de atos do Poder Público. Adicionalmente, a entidade efetuou o deslocamento do cronograma do empreendimento a fim de compatibilizá-lo com a data da disponibilização para testes do sistema de transmissão que seria necessário para escoar a energia gerada pela usina, a LT Porto Velho-Araraquara.

119. Quanto à UHE Santo Antônio, a Aneel negou provimento ao pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade da SAESA, concessionária da usina, haja vista a ausência do nexo de causalidade entre os eventos apresentados e a capacidade de suprimento do empreendimento.

120. A avaliação dessas decisões foi objeto de fiscalização realizada no âmbito do TC 016.658/2015-9, julgado por meio do Acórdão 946/2016-TCU-Plenário, em que não foram identificadas irregularidades no que diz respeito aos processos decisórios da Aneel acerca dos pedidos de exclusão de responsabilidade das concessionárias por atrasos na implantação das UHEs Belo Monte, Jirau e Santo Antônio.

121. Não obstante, a matéria afeta a esses pedidos de excludentes de responsabilidade foi levada pelas concessionárias à esfera judicial, não sendo ainda possível aferir em que grau elas repercutirão no mundo jurídico.

122. Isto posto, considera-se que houve a perda do objeto do pedido de reexame interposto pela Aneel contra o subitem 9.1.2.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, porquanto a Agência deu cumprimento ao dispositivo recorrido.

123. Com relação ao subitem 9.1.2.2 da deliberação, por sua vez, relativo ao pleito da UHE Santo Antônio para a compensação dos encargos de uso pagos, o assunto está sendo tratado no Processo 48500.000786/2011-31, já instruído pela Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e encaminhado para apreciação da diretoria, cabendo considerá-lo em cumprimento.

124. Também houve cumprimento às determinações contidas no subitem 9.1.3 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário. Quanto ao subitem 9.1.3.1, os prazos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão, que são o principal vetor de atrasos no setor, foram ajustados aos prazos médios identificados nos últimos anos, com base em estudos anteriormente realizados. No que tange ao subitem 9.1.3.2, o Regulador justificou os motivos para a não aplicação subsidiária do art. 48, inciso II, da Lei 8.666/1993, relativo à adoção de critérios de exequibilidade de propostas, nas concessões de serviços de energia elétrica.

125. Verificou-se, por fim, a anuência do MME e da Aneel às recomendações proferidas no Acórdão monitorado, contidas em seu subitem 9.2:

a) subitem 9.2.1: após a prolação da decisão, foi editado o Decreto 8.437/2015, regulamentando a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa as normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes. O referido decreto tem o condão de auxiliar na definição da competência da União no licenciamento ambiental, reduzindo a insegurança jurídica do processo no tocante à múltipla atuação de esferas decisórias sobre os projetos ambientais;

b) subitem 9.2.2: o Regulador definiu os procedimentos de fiscalização conjunta para prevenir o descasamento entre a disponibilização de instalações de transmissão e de geração estratégicas, por meio da Nota Técnica 03/2015-SFG-SFE/ANEEL. A iniciativa de fiscalizar conjuntamente os empreendimentos de geração e de transmissão correlacionados, juntamente com um planejamento que considere esse caráter de codependência dessas instalações, pode trazer ganhos ao sistema, de modo a não permitir a ocorrência de descompassos.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

127. Diante do exposto, propõe-se à consideração superior:

a) considerar cumpridas as determinações contidas nos subitens 9.1.1, 9.1.2.1, 9.1.3.1 e 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário;

b) recomendar ao MME e à Aneel que, mediante uma análise da opção mais vantajosa para o setor elétrico, reavaliem a viabilidade da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, dadas as dificuldades para a execução do empreendimento e o atraso já somado desde a previsão inicial de conclusão da obra, articulando, juntamente com a Casa Civil da Presidência da República e com os demais agentes envolvidos, possíveis alternativas para viabilizá-lo, ou, em último caso, declarem a caducidade da concessão, adotando outras medidas possíveis para suprir a inexistência das instalações em questão no sistema elétrico;

- c) recomendar à Aneel que, após reavaliar a situação do empreendimento como descrito na proposta anterior, emita juízo de mérito quanto aos motivos que levaram aos atrasos verificados nas obras da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e de suas subestações, bem como as responsabilidades pelo ocorrido.
- d) juntar cópia desta instrução ao TC 029.387/2013-2, para que, quando da apreciação do recurso contra o subitem 9.1.2, seja levada em conta as análises aqui realizadas;
- e) considerar em cumprimento a determinação referente ao subitem 9.1.2.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário;
- f) arquivar o presente processo, por ter cumprido os fins para os quais foi constituído, nos termos do art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

É o relatório.

VOTO

Cuidam os presentes autos do monitoramento das determinações exaradas no Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, proferido no âmbito do TC 029.387/2013-2, que tratou de auditoria operacional realizada para avaliar o cumprimento do cronograma para a entrada em operação dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia outorgados no período de 2005 a 2013, bem como os impactos de atrasos e descompassos de obras específicas sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e os mecanismos existentes para coibir tais ocorrências.

2. Por meio daquela decisão, foram feitas determinações e recomendações ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), cujo cumprimento foi acompanhado pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraElétrica) deste Tribunal. A unidade técnica registrou que, das cinco determinações exaradas, quatro foram cumpridas e uma encontra-se em cumprimento, e que as duas recomendações foram acolhidas pelas unidades jurisdicionadas. Propôs, ao fim, duas recomendações às mesmas unidades, as quais detalharei adiante, e o arquivamento do processo.

3. Feito esse breve resumo, passo a tratar de cada uma das deliberações.

4. A primeira delas, subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, tratou de determinação direcionada ao Ministério de Minas e Energia para que fosse elaborado um plano de ação objetivando evitar que, em 2015, houvesse restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul. O Operador Nacional do Sistema (ONS) informou, à época, que as redes de transmissão não suportariam a energia gerada, em face do atraso nas linhas de transmissão e subestações LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, LTs 500 kV Araraquara 2-Itatiba-Bateias e Araraquara 2-Fernão Dias, bem como na subestação Fernão Dias 500/440 kV-1200 MVA e nos compensadores estáticos previstos para as subestações Santa Bárbara e Itatiba, constantes do Leilão Aneel-7/2013.

5. Embora estivessem planejadas para entrar em operação em 2014/2015, como registrado no Plano da Operação Elétrica 2014/2015, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), a previsão naquele momento era que a entrega se daria somente em 2017.

6. Para atendimento à determinação, o MME apresentou extensa resposta. Seu conteúdo, porém, se limitou a informar as atividades realizadas pela pasta e pelas concessionárias no processo de licenciamento ambiental, principal causa dos atrasos das obras.

7. Por entender como insuficientes os esclarecimentos prestados, a SeinfraElétrica realizou diligência junto à Aneel. Das informações trazidas pela Agência, tem-se que várias medidas foram adotadas por ela e pelo ONS no intuito de encontrar soluções paliativas diante do atraso do Linhão do Madeira, a exemplo da execução de obras e da alteração das condições operativas de outros empreendimentos. Ainda assim, não se pode afirmar que o risco de uma eventual restrição no escoamento da energia oriunda do Complexo do Madeira esteja afastado.

8. Nesse cenário, a SeinfraElétrica entende como atendida a determinação contida no subitem 9.1.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, mas propõe recomendar ao MME e à Aneel que reavaliem a viabilidade da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, dadas as dificuldades apontadas para sua conclusão e o atraso já somado desde a previsão inicial de término das obras, superior a três anos, e articulem com os demais agentes envolvidos possíveis alternativas para viabilizá-lo, ou, em último caso, declarem a caducidade da concessão, adotando outras medidas possíveis para suprir a inexistência das instalações em questão no sistema elétrico.

9. Sugere ainda recomendar à Aneel que, após reavaliar a situação do empreendimento, emita juízo de mérito quanto aos motivos que levaram aos atrasos verificados nas obras da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e de suas subestações, bem como as responsabilidades pelo ocorrido.
10. Quanto aos demais empreendimentos, uma vez que se encontram dentro do cronograma previsto e já possuem as respectivas licenças de instalação, a unidade entende desnecessária a adoção de outras providências.
11. Informo que acompanho ambas as propostas, sem prejuízo de sugerir que a recomendação referente à apuração dos atrasos verificados nas obras do Linhão do Madeira seja feita no formato de determinação, diante da gravidade da matéria tratada.
12. O segundo e o terceiro dispositivos, subitens 9.1.2.1 e 9.1.2.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, foram objeto de pedido de reexame, ainda não apreciado por esta Corte de Contas (TC 029.387/2013-2). Determinou-se à Aneel que encaminhasse a esse Tribunal as decisões de diretoria relativas:
- i) ao atraso das usinas do Madeira, tendo em vista que, em dezembro de 2013, deixaram de entrar em operação 854,4 MW médio de Santo Antônio e 1.641,2 MW médio de Jirau, obrigando as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo (subitem 9.1.2.1); e
 - ii) ao pleito da usina Santo Antônio, referente ao Processo Aneel 48500.001273/2008, em que a concessionária requer: a) a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão; e b) a postergação dos contratos regulados até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15 de dezembro de 2012 (subitem 9.1.2.2);
13. Inicialmente esclareço que, conforme tratado no TC 029.387/2013-2, os atrasos ocorridos nas usinas do rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio) causaram efeitos negativos sobre a segurança energética do sistema elétrico brasileiro, bem como impactos financeiros sobre a tarifa, na medida em que as distribuidoras foram obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo para adquirir energia de reposição.
14. Para que não fossem penalizadas por esses atrasos verificados, as concessionárias protocolaram na Aneel pedidos de excludente de responsabilidade e, no caso particular da UHE Santo Antônio, fez-se registro de pleito específico em que a concessionária requer, além da exclusão de sua responsabilidade em virtude dos atrasos: a compensação de R\$ 68 milhões pagos a título de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST); e a postergação dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), até a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo, com efeitos retroativos desde 15/12/2012.
15. Não obstante o recurso apresentado, no que se refere ao subitem 9.1.2.1, a Aneel decidiu sobre a matéria em relação às duas usinas. No caso da UHE Jirau reconheceu a excludente de responsabilidade da concessionária da outorga pelo atraso de 52 dias, em razão de atos do Poder Público, e adequou o cronograma do empreendimento. Já no caso da UHE Santo Antônio, a Agência negou provimento ao pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade da concessionária, haja vista a ausência do nexos de causalidade entre os eventos apresentados e a capacidade da concessionária de atender aos CCEAR. Tais decisões foram objeto de fiscalização deste Tribunal, no âmbito do TC 016.658/2015-9, julgado por meio do Acórdão 946/2016-TCU-Plenário. Não foram identificadas irregularidades no que diz respeito aos processos decisórios da Aneel.
16. Com relação ao subitem 9.1.2.2, relativo ao pleito da UHE Santo Antônio em que a concessionária requer a compensação dos encargos de uso pagos, a Aneel alega que o assunto está sendo tratado no Processo 48500.000786/2011-31, já instruído pela Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e encaminhado para apreciação da diretoria.

17. Assim como a SeinfraElétrica, considero atendido o subitem 9.1.2.1 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário e em atendimento o subitem 9.1.2.2, e acompanho a proposta de juntar cópia da decisão destes autos no TC 029.387/2013-2, para o devido julgamento do recurso interposto, ante uma possível perda de objeto.

18. Passo a tratar agora dos dois últimos dispositivos, subitens 9.1.3.1 e 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, os quais cuidam de determinações à Aneel e ao MME para que, em ação conjunta e em articulação com outros agentes do setor elétrico:

i) elaborassem estudos baseados em leilões anteriores, em que fossem levantados os prazos que as concessionárias realmente têm utilizado para a implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, bem como as causas dos eventuais atrasos (9.1.3.1); e

ii) avaliassem a pertinência de adotar critérios de aferição da exequibilidade das propostas referentes às concessões de serviços de energia elétrica, com base na aplicação subsidiária da Lei 8.666, de 21 de junho de 1993 (9.1.3.2).

19. Relembro que o objetivo dos estudos exigidos era conhecer o real prazo necessário para a implementação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia e assim melhor planejar os futuros leilões, de forma a adotar prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras.

20. A intenção última é evitar o descumprimento do planejamento da expansão, o que pode prejudicar a segurança energética e produzir efeitos adversos sobre o custo do sistema. Isto porque, se a capacidade estrutural não atinge os patamares definidos para atender à demanda inicialmente prevista, em vez de adquirir energia pela comercialização mediante contratos regulados, as distribuidoras se veem obrigadas, em face desses atrasos, a comprar energia no mercado de curto prazo, de preço historicamente bem superior.

21. O resultado de tal trabalho já pode ser verificado. Conforme informado pela Aneel, os prazos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão, principal causa de atrasos no setor, foram ajustados aos prazos médios identificados nos últimos anos, com base nos estudos realizados.

22. Entendo que agora, um próximo passo seria o aperfeiçoamento dos processos envolvidos nas obras dos empreendimentos de transmissão e de geração, para torná-los mais simples e céleres, desejo de todos aqueles envolvidos no processo.

23. No tocante ao segundo ponto, dos critérios de aferição da exequibilidade das propostas referentes às concessões de serviços de energia elétrica, o MME e o regulador apresentaram seus motivos para a não aplicação subsidiária do art. 48, inciso II, da Lei 8.666/1993, nas concessões de serviços de energia elétrica. Entre outras razões, o Ministério argumenta que não se observa uma relação entre os deságios ofertados e a qualidade dos serviços prestados ou em maiores períodos demandados para implantação das obras, motivo pelo qual não se deveria adotar critérios de exequibilidade das propostas.

24. Acompanho, portanto, a proposta de considerar também cumpridos os subitens 9.1.3.1 e 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário.

25. Por fim, informo que as seguintes recomendações proferidas no mesmo acórdão, contaram com a anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica e do Ministério de Minas e Energia:

9.2 Recomendar:

9.2.1 à Casa Civil da Presidência da República que coordene, em articulação com outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à

fiscalização das atividades (...), com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico; e

9.2.2 à Agência Nacional de Energia Elétrica que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão (...) de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

26. Quanto à primeira, subitem 9.2.1, foi editado o Decreto 8.437/2015, regulamentando a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa as normas para a cooperação entre União, estados, municípios e Distrito Federal no que tange ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais, delimitando a atuação de cada um dos entes. Objetiva-se definir a competência da União no licenciamento ambiental, reduzindo a insegurança jurídica do processo no tocante à múltipla atuação de esferas decisórias sobre os projetos ambientais.

27. Quanto à segunda, subitem 9.2.2, foram definidos procedimentos de fiscalização conjunta para prevenir o descasamento entre a disponibilização de instalações de transmissão e de geração estratégicas, por meio da Nota Técnica 03/2015-SFG-SFE/ANEEL.

28. Por fim, no intuito de avaliar a situação atual, informo que no âmbito do Fiscobras 2016 estão sendo realizadas quatro fiscalizações em obras de transmissão relacionadas ao escoamento de energia de parques eólicos da região nordeste. Objetiva-se verificar eventuais atrasos e seus impactos no escoamento de energia na região.

Diante do exposto, VOTO por que seja adotada a minuta de deliberação que ora trago ao exame deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 8 de junho de 2016.

Ministro VITAL DO RÊGO
Relator

ACÓRDÃO Nº 1489/2016 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 032.925/2014-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Monitoramento.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); Ministério de Minas e Energia (MME).
5. Relator: Ministro Vital do Rêgo.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Elétrica (SeinfraElétrica).
8. Representação legal: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de monitoramento do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário, proferido no âmbito do TC 029.387/2013-2, em que se avaliou o cumprimento do cronograma para entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia outorgados entre 2005 e 2013;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. considerar cumpridas as determinações contidas nos subitens 9.1.1, 9.1.2.1, 9.1.3.1 e 9.1.3.2 do Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário e em cumprimento a contida no subitem 9.1.2.2 da mesma decisão;

9.2. recomendar ao MME e à ANEEL que reavaliem a viabilidade da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté, dadas as dificuldades para a execução do empreendimento e o atraso já somado desde a previsão inicial de conclusão da obra, articulando, juntamente com a Casa Civil da Presidência da República e com os demais agentes envolvidos, possíveis alternativas para viabilizá-lo, considerando inclusive, a possibilidade de, em último caso, declarar a caducidade da concessão e adotar outras medidas possíveis para suprir a inexistência das instalações em questão no sistema elétrico;

9.3. determinar à ANEEL, nos termos do art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, que apure os motivos que levaram aos atrasos verificados nas obras da LT 500 kV Araraquara 2-Taubaté e de suas subestações, bem como as responsabilidades pelo ocorrido;

9.4. juntar cópia do presente acórdão, acompanhado do voto e do relatório que o fundamentam, ao TC 029.387/2013-2, para subsídio à apreciação do recurso contra o subitem 9.1.2 Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário;

9.5. arquivar o presente processo, por ter cumprido os fins para os quais foi constituído, nos termos do art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

10. Ata nº 21/2016 – Plenário.

11. Data da Sessão: 8/6/2016 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1489-21/16-P.



13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Raimundo Carreiro (na Presidência), Benjamin Zymler, Ana Arraes e Vital do Rêgo (Relator).

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

13.3. Ministro-Substituto presente: André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)
RAIMUNDO CARREIRO
na Presidência

(Assinado Eletronicamente)
VITAL DO RÊGO
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral