

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 024.273/2015-5

Natureza: Representação

Representante: Ministério Público junto ao TCU (na pessoa do Procurador Sergio Ricardo Costa Caribé)

Unidades: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; Furnas Centrais Elétricas S.A.; Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

SUMÁRIO: REPRESENTAÇÃO FORMULADA PELO MPTCU. EMPREENDIMENTOS DE IMPLANTAÇÃO E EXPLORAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO EXTERIOR – NICARÁGUA E PERU. CONSTITUIÇÃO DE SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO (SPE) POR EMPREITEIRAS PRIVADAS NACIONAIS EM ASSOCIAÇÃO COM A ELETROBRAS E FURNAS. UHE TUMARIN – NICARÁGUA. PARTICIPAÇÃO PARITÁRIA. DESFAVORECIMENTO DA ELETROBRAS EM DIVERSOS ASPECTOS. DESEQUILÍBRIO DO ACORDO DE ACIONISTAS. DESPROPORÇÃO DOS CRITÉRIOS DE INDICAÇÃO DOS MEMBROS DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL. CONFLITO DE INTERESSE. FAVORECIMENTO À CONTRATAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DA USINA (EPC) PELA SÓCIA EMPREITEIRA. ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES E ANÁLISE INSUFICIENTE DO CUSTO DAS OBRAS. DEFICIÊNCIA NA ANÁLISE DE RISCO E NOS CONTROLES. NÃO CONCESSÃO DO FINANCIAMENTO PELO BNDES. PARALISAÇÃO DAS OBRAS. SONEGAÇÃO DE DOCUMENTAÇÃO. FIXAÇÃO DE PRAZO PARA FORNECIMENTO DE DOCUMENTAÇÃO. UHE INAMBARI – PERU. REALIZAÇÃO DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE. ALTERAÇÃO DO CENÁRIO POLÍTICO DO PERU. ENCERRAMENTO DO PROJETO. AUSÊNCIA DE PROVIDÊNCIAS PARA ENCERRAMENTO DA SPE. OITIVAS. CIÊNCIA. DETERMINAÇÃO CAUTELAR PARA SUSPENSÃO DE INVERSÕES FINANCEIRAS.

RELATÓRIO

Adoto como relatório a instrução reproduzida a seguir (peça 98), lavrada no âmbito da SeinfraEletrica, cujas conclusões e encaminhamento contaram com anuência dos dirigentes da referida unidade (peças 99 e 100):

“INTRODUÇÃO

Trata-se de representação formulada pelo Ministério Público de Contas (MPTCU), por meio do Procurador Sérgio Ricardo Costa Caribé, a respeito de riscos de irregularidades envolvendo estatais brasileiras nos projetos de construção da Usina Hidrelétrica (UHE) Inambari, no Peru, e da UHE Tumarín, na Nicarágua. Tais empreendimentos seriam realizados por Sociedades de Propósito Específico (SPEs) em que estatais brasileiras figuram como parceiras de sociedades intrincadas na operação Lava Jato. No Projeto da UHE Inambari, criou-se a SPE Inambari Geração de Energia S.A.

- IGESA, com a participação da Eletrobras e de Furnas, em parceria com a Construtora OAS Ltda.; no âmbito da UHE Tumarín, criou-se a SPE Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica S.A - CHC, com a participação da Eletrobras e da Construtora Queiroz Galvão S.A.

2. Além disso, optou-se por abarcar nesta instrução o parecer solicitado pelo Relator, Ministro José Múcio, acerca da possibilidade de incluírem-se os quesitos complementares apresentados pelo MPTCU (peça 36) no escopo desta análise, haja vista que tal exame já se achava em conclusão.

HISTÓRICO

3. A presente representação fundamenta-se no receio do MPTCU de que irregularidades semelhantes àquelas identificadas na Operação Lava Jato alcancem os empreendimentos em análise. Tal preocupação é consequência, entre outros motivos, do resultado da análise de riscos empreendida por esta Secretaria no TC-002.000/2015-6 e dos eventos identificados no TC-003.942/2015-5.

4. De início, esclareceu-se que o Acórdão 1.591/2015 – Plenário, de 1/7/2015, prolatado no TC-003.942/2015-5, determinou que as fiscalizações se iniciassem na SPE Norte Energia, responsável pela implantação da UHE Belo Monte. Além disso, destacou-se que se haviam identificados riscos nos investimentos em Tumarín e em Inambari, mas que, ante aos critérios de oportunidade, relevância e materialidade, eventual fiscalização nestes empreendimentos seria compatibilizada com o planejamento da secretaria, sopesando a capacidade operacional da unidade.

EXAME DE ADMISSIBILIDADE

5. Como dito, aprecia-se representação do MPTCU, formulada pelo Procurador Sérgio Ricardo Caribé, lastreada no receio de que irregularidades semelhantes àquelas já verificadas na operação Lava Jato possam atingir os empreendimentos relativos à UHE Tumarín, na Nicarágua, e à UHE Inambari, no Peru. Tais empreendimentos seriam realizados por meio de parcerias com construtoras envolvidas em tal operação, isso é: a Queiroz Galvão juntara-se à Eletrobras em Tumarín e a OAS à Eletrobras e à Furnas em Inambari.

6. O Procurador esclarece que tal receio está fundado em notícias da imprensa e do Departamento de Polícia Federal no sentido de que o esquema criminoso verificado na Petrobras teria se alastrado no setor elétrico. Ressalta, ainda, a existência de outras notícias que levantariam suspeitas sobre a licitude dos contratos e das obras dos empreendimentos em apreço. Em arremate, informa que a 16ª fase da Operação Lava Jato, batizada de ‘Radioatividade’, atingiu a Eletronuclear, o que confirma a propagação de tal esquema criminoso no setor elétrico.

7. Nesse sentido, acrescenta que a imprensa noticia a desfavorável situação financeira de algumas das empresas envolvidas na Operação Lava Jato, entre elas, a Queiroz Galvão e, sobretudo, a OAS – que teria algumas empresas do grupo em recuperação judicial. E ressalta que tal circunstância pode vir a afetar os investimentos no exterior, causando lentidão ou mesmo a paralisação de obras. Isso levaria a prejuízos aos cofres das estatais, em função do aumento de custos do empreendimento. Além disso, destaca que esta situação pode resultar na venda da participação das construtoras nos negócios, cujas consequências forçariam o aumento de investimentos pelas estatais.

8. Ademais, relembra que recentes notícias veiculadas na imprensa brasileira e peruana dão conta de que o Departamento de Polícia Federal investiga se o ex-Ministro José Dirceu pagara propina com o intuito de beneficiar duas empreiteiras brasileiras no Peru. Tais argumentos ter-se-iam solidificado com a constatação de que empresa pertencente a José Dirceu fizera pagamentos na ordem de R\$ 380.000,00 no período entre janeiro de 2009 e abril de 2010 à empresária peruana influente nas decisões do governo daquele país, a qual, inclusive, já teria ocupado cargos em diretorias de bancos estatais e na embaixada do Peru na Venezuela, além de ser casada com político que já ocupou o cargo de Ministro do Comércio Exterior daquele país.

9. Além disso, ressalta que os acordos de leniência firmados pela CGU já ofereceriam informações sobre um possível esquema de desvios de verbas nos empreendimentos de Tumarín e de Inambari, a saber: a) negociação das duas obras com sobrepreço suficiente para permitir o pagamento de propina, tal como se apurou em relação às obras da Petrobras; b) o orçamento da

UHE Tumarín teria saltado de US\$ 800 milhões para US\$ 1,1 bilhão sem justificativas adequadas; c) em Tumarín, a Presidente da República do Brasil teria intervindo nas negociações a favor da Queiroz Galvão, que, em contrapartida, teria doado R\$ 6,5 milhões à sua campanha e ao diretório de seu partido; d) em 2014 o governo brasileiro teria tomado as rédeas das negociações para a liberação da UHE Inambari, que estava com ritmo lento de execução, com investimentos previstos de US\$ 4 bilhões.

10. *Por fim, destaca que ambos os projetos estariam estruturados com financiamentos do BNDES e que tais recursos poderiam ter sido empregados no desenvolvimento de infraestrutura no Brasil. Nessa linha, ressalta a necessidade de acompanharem-se os demais investimentos estrangeiros realizados por meio de SPEs formadas por estatais brasileiras e que contam com o apoio do BNDES.*

11. *Nesse contexto, requer o conhecimento da representação e que, no mérito, determine-se à SeinfraElétrica que, com a máxima brevidade, execute fiscalização em tais empreendimentos para avaliar a legalidade e a legitimidade da constituição das SPEs que atuam nas hidrelétricas, bem como a legalidade, a legitimidade e a economicidade dos atos e contratos relacionados à construção de tais usinas, avaliando, em especial, a possibilidade de direcionamento de fornecedores, a qualidade e boa fé na formulação dos Projetos e a capacidade de retorno financeiro dos investimentos.*

12. *No mais, requer que se determine ao BNDES a disponibilização de documentos e informações sobre financiamento de Projetos no exterior com a participação de estatais do grupo Eletrobras, bem assim que se determine à Segecex avaliar a possibilidade de iniciar procedimento abrangente de planejamento com vistas à investigação dos investimentos feitos por estatais do setor elétrico no exterior, sobretudo naqueles que contam com o apoio ou o financiamento do BNDES, quanto aos aspectos de legalidade, oportunidade, conveniência, economicidade e legitimidade.*

13. *Deve-se registrar, portanto, que a representação preenche os requisitos de admissibilidade constantes do art. 235 do Regimento Interno do TCU (RITCU) e no art. 103, § 1º da Resolução-TCU 259/2014, haja vista a matéria ser de competência do Tribunal, referir-se a responsáveis sujeitos a sua jurisdição, estar redigida em linguagem clara e objetiva, conter nome legível, qualificação e endereço do representante, encontrar-se acompanhada de suficientes indícios concernentes à irregularidade ou ilegalidade e de existir interesse público para o trato da matéria.*

14. *Além disso, o Ministério Público junto ao Tribunal de Contas da União possui legitimidade para representar ao Tribunal, consoante disposto no inciso VII do art. 237 do RITCU c/c o inciso I do art. 81 da Lei 8.443/1992.*

15. *Ainda, conforme dispõe o art. 103, § 1º, parte final, da Resolução-TCU 259/2014, verifica-se a existência de interesse público no trato das supostas irregularidades/ilegalidades, pois caso se confirmem os potenciais danos decorrentes de investimentos na UHE Tumarín e na UHE Inambari, as estatais Furnas e Eletrobras e, em última instância, o erário serão lesados.*

16. *Dessa forma, a representação poderá ser apurada, para fins de comprovar a sua procedência, nos termos do art. 234, § 2º, segunda parte, do RITCU, aplicável às representações por força do parágrafo único do art. 237 do mesmo regimento.*

EXAME TÉCNICO

17. *A fim de avaliar, no mérito, os indícios de irregularidades descortinados pelo MPTCU, realizaram-se diligências e inspeção na Eletrobrás, em Furnas e no BNDES para colher informações e documentos que revelem os fatos relacionados a todo o processo de estruturação, implantação e acompanhamento, por parte das estatais, dos empreendimentos internacionais objeto da representação de que tratam estes autos.*

18. *Dessa forma, diante das informações e documentos levantados, estabeleceu-se um escopo de análise pautado nos critérios de risco e oportunidade. Aplicaram-se, portanto, técnicas de análise documental e de entrevistas com gestores da Eletrobras, de Furnas e do BNDES com o fim de:*

18.1. *entender como se deu a formação das SPEs que atuam nos empreendimentos fiscalizados, a exemplo da motivação que levou as estatais a participarem da empreitada, suas avaliações acerca*

da viabilidade e dos riscos dos negócios, considerando os aspectos dos investimentos a serem realizados (em especial o custo de implantação das usinas) e da receita a ser auferida;

18.2. verificar as medidas adotadas pelo grupo Eletrobras frente aos riscos a que as estatais estão expostas em função do envolvimento de suas parceiras privadas na Operação Lava Jato e entender em que medida as mudanças no cenário econômico brasileiro e internacional podem afetar a viabilidade dos empreendimentos; e

18.3. identificar qual o nível de governança implementado pelas estatais nas investidas, ou seja, a forma de gestão, acompanhamento e fiscalização dos recursos empregados pelas estatais nas respectivas SPEs internacionais.

19. Tais procedimentos aplicaram-se integralmente para a UHE Tumarín. Para o caso do Projeto Inambari, que se encontrava paralisado e sem perspectiva de avanço, o foco concentrou-se nas ações empreendidas pelas estatais quanto às ações para seu encerramento.

I. VISÃO GERAL DOS PROJETOS INTERNACIONAIS DO GRUPO ELETROBRAS

I.1. UHE Tumarín

20. Ainda em sede de preliminares, informa-se que o projeto da UHE Tumarín, na Nicarágua, compreende a construção de uma usina hidrelétrica com potência instalada de 253 MW, geração média de 135 MW e venda de energia para aquele país ao preço de US\$ 119,81 MWh (abril de 2014), com Taxa Interna de Retorno de 14,8%, para um investimento da ordem de US\$ 1,2 bilhão, em um contrato de concessão de 39 anos, que já engloba o prazo de quatro anos para a construção da usina. Tal prazo deflagrou-se em 9/2/2015 mediante a assinatura do contrato de concessão (licença de geração). Entretanto, nada se construiu até o momento, a não ser o acampamento base e a estrada de acesso ao local das obras, por causa de entraves na obtenção do financiamento principal. Tudo como consta do plano de negócios elaborado pela Deloitte Touche (peça 65).

21. O projeto prevê o financiamento do BNDES da ordem de US\$ 512 milhões e do Banco Centroamericano de Integración Económica- BCIE da ordem de US\$ 310 milhões, o restante, US\$ 432 milhões, teria origem no aporte de recursos próprios dos acionistas da SPE responsável pelo empreendimento, de acordo com o mencionado plano de negócios. Até o momento não se liberou o empréstimo do BNDES por causa de um conflito de interesses entre o banco e os tomadores. É que os investidores pretendem contratar seguro contra riscos políticos na Nicarágua e, em caso de sinistro, a seguradora teria preferência sobre os ativos remanescentes em detrimento do fundo garantidor do BNDES, o que poderia frustrar uma eventual recuperação de créditos pelo banco brasileiro – financiador sênior do Projeto, cujos fatos serão melhor detalhados no tópico II.2.1 desta instrução.

22. No mais, o empreendimento realiza-se por meio da Sociedade de Propósito Específico (SPE) Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica S.A (CHC), cujas ações pertencem à Construtora Queiroz Galvão S.A e à Eletrobrás Holding, 50% para cada, bem como por sua subsidiária, a SPE Centrales Hidrelétricas de Nicarágua (CHN). A Empresa Nicaraguense de Energia Elétrica (ENEL) tem direito a uma ação com direito a voto e assento no Conselho de Administração da CHN desde 9/2/2015, quando se emitiu a licença de geração de energia pelo governo da Nicarágua. A partir da entrada em operação da usina, terá direito a novas ações até completar 10% de participação na CHN. A Eletrobras já aportou US\$ 37.678.024,00 nas SPEs e autorizou o aporte de outros US\$ 100 milhões, que se realizaria em 2015 e 2016, segundo Relatório de Auditoria Interna 32/2015 (peça 73, p. 6).

23. De acordo com relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda., confeccionado a pedido da CHC (peça 65, p. 11, 57-58), data base em 30/4/2014, a Taxa Interna de Retorno do Projeto seria de 14,8% para a Eletrobras e o EBITDA médio do Projeto seria de 89,1%, com prazo de recuperação dos investimentos (payback) da ordem de doze anos e Valor Presente Líquido dos Fluxos de Caixa – VPL de cerca de US\$ 156 milhões para os acionistas privados (CQG e Eletrobras).

24. Isso se dá, em grande medida, em função do preço de venda da energia, que, como dito, é da ordem de US\$ 119,81/MWh na data base de abril de 2014, bem como da oferta de incentivos fiscais pelo governo nicaraguense, como a redução da alíquota de imposto de renda durante a concessão, bem como por causa da absorção de riscos pelo poder concedente, a exemplo do risco

hidrológico que é suportado, em proporção relevante, pelo governo durante os primeiros onze anos de operação (peça 65, p. 11, 93). Além disso, o prazo de comercialização, inicialmente negociado com o governo da Nicarágua em 30 anos, estendeu-se para 35 anos (peça 65, p. 35).

25. Os riscos do negócio também estariam bem equacionados, segundo o relatório da empresa de consultoria (peça 65, p. 93-105). Mitigaram-se os riscos de inadimplência por parte das distribuidoras contratantes por meio do estabelecimento de contrato de fideicomisso, de forma que os valores pagos pelos usuários são encaminhados diretamente para a conta da concessionária; além disso, previu-se que, no caso de descontinuidade das operações das distribuidoras, o governo assume o cumprimento das cláusulas contratuais, inclusive, figura como interveniente no contrato de compra e venda de energia. Equacionaram-se os riscos de execução do contrato para construção do empreendimento (contrato EPC) por meio da inserção de reservas de contingência no preço da obra, tais como para falhas geológicas e para treinamento de pessoal.

26. Ainda nessa direção, o relatório aponta que se mitigaram os riscos políticos por meio da criação de uma Comissão Negociadora da Hidroelétrica de Tumarín (CONEPHIT), que funcionaria como uma espécie de árbitro entre as partes, a fim de que a interlocução com o governo se mantenha estável, mesmo na hipótese de alterações político-partidárias no poder. Além disso, a CHC optou por contratar seguro contra riscos políticos da Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA), o qual seria acionado em casos extremos, tais como: alterações na legislação; bloqueio de reajuste de tarifas; extinção, expropriação ou nacionalização da concessão; descumprimento de contratos; entre outros.

27. Ademais, transferiu-se o risco de eventual inadequação da infraestrutura elétrica, viária e portuária para a execução das obras ao governo da Nicarágua. A Ley 816, que reforma a Ley 695, estabeleceu em 2012 que o reforço das linhas do sistema integrado de transmissão, a construção e/ou reforma de estradas de acesso e manutenção de portos seriam de responsabilidade do governo. Por isso, bastaria à CHN o acompanhamento destas obras de infraestrutura, visto que se assentou que a Nicarágua indenizaria eventuais prejuízos à CHN decorrente do não cumprimento de tais obrigações.

28. Por fim, o relatório destaca que se mitigou o risco de indisponibilidade do sistema gerador de energia elétrica ou de incapacidade de mantê-lo operando adequadamente por meio do uso de critérios conservadores para fixar a margem de indisponibilidade tolerável (8,835%). Além disso, compartilhou-se o risco hidrológico com o contratante durante os primeiros onze anos de operação.

29. O exame da integridade e da fidedignidade do relatório elaborado pela consultoria contratada não se incluiu no escopo do presente trabalho de auditoria, embora se tenha verificado que as premissas utilizadas no cálculo das variáveis atreladas à viabilidade do negócio sofreram substancial alteração, em função da conjuntura econômica, da alteração de condições da concessão pelo Governo da Nicarágua e das condições de financiamento impostas pelo BNDES, conforme se relatará com maior profundidade no tópico II.1 deste relatório.

1.2. UHE Inambari

30. Por outro lado, o Projeto da UHE Inambari, no Peru, compreende a construção de uma usina com potência instalada de 2.200 MW, geração média de 1.466 MW e venda de energia para o governo do Peru a US\$ 64,53/MWh (data base: junho de 2010). O excedente (entre 30% e 50%) seria vendido para o governo do Brasil a um preço de R\$ 113,00/MWh. A hidrelétrica seria instalada a cerca de 530 quilômetros de Rio Branco, no Acre. O investimento total seria de US\$ 4,8 bilhões e a exploração teria prazo de trinta anos. Tudo de acordo com a síntese do Projeto inserida na apresentação de peça 80.

31. As obras iniciar-se-iam em 2012 e a operação da usina iniciar-se-ia em 2017. No entanto, realizaram-se apenas estudos de viabilidade para o empreendimento e atualmente o Projeto acha-se suspenso, tendo em vista as mudanças ocorridas no cenário político do Peru, as quais trouxeram dificuldades no desenrolar das audiências públicas necessárias ao andamento do negócio, como consta da apresentação mencionada e das informações colhidas em entrevistas com os gestores.

32. *Concebeu-se o Projeto com a previsão de financiamento pelo BNDES, mas os atores envolvidos não chegaram a pleitear formalmente o crédito. Nada se fez, além de tratativas verbais e da apresentação do Projeto ao banco de fomento, em termos de solicitação de crédito, segundo informações colhidas em entrevista com os gestores do BNDES, de Furnas e da Eletrobras.*

33. *No mais, o empreendimento realiza-se por meio da Sociedade de Propósito Específico (SPE) Inambari Geração de Energia S.A (Inambari), sediada no Brasil, cujas ações pertencem à OAS Ltda., com participação de 51%, à Eletrobrás Holding, com 29,4%, e à Furnas, com 19,6%, bem como por sua subsidiária sediada no Peru, a SPE Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur S.A.C (Egasur). O Projeto consumiu R\$ 54,5 milhões até sua suspensão, de forma que o sistema Eletrobras chegou a aportar R\$ 26,7 milhões em tais SPEs.*

I.3. Outros empreendimentos internacionais da Eletrobras

34. *Verificou-se que o Sistema Eletrobras tem, além dos empreendimentos da UHE Inambari e da UHE Tumarín, um investimento da estatal no Parque Eólico Artilleros, no Uruguai, conforme resposta ao Ofícios de Requisição 007-21/2016 (peça 85).*

35. *O Projeto situa-se em Tarariras, Departamento de Colonia, no Uruguai e compreende a construção de parque eólico com potência instalada de 65,1 MW e energia média de 208.774 MWh. A usina eólica encontra-se em operação desde 14/4/2015 e as obras de implantação contam com 98% de avanço físico e 95% de execução financeira. Executam-se pendências finais de entrega do objeto.*

36. *O investimento total do negócio foi de US\$ 101,7 milhões, cujo financiamento realizou-se na proporção de 46% de capital próprio e de 54% por meio de financiamento realizado pela Corporación Andina de Fomento (CAF).*

37. *A participação da Eletrobras no empreendimento deu-se pela aquisição de 50% de participação na SPE ROUAR Sociedad Anônima, com sede em Montevideu, no Uruguai. Os outros 50% da SPE pertencem à **Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas** – UTE, empresa pública de geração e transmissão do Uruguai.*

38. *Considerando que tal obra está praticamente concluída e não foram identificados riscos relevantes, especialmente considerando o atual custo de oportunidade da capacidade operacional desta Secretaria, e levando-se em conta que os demais empreendimentos no exterior do Sistema Eletrobras são objeto do presente processo, deixar-se-á de propor o encaminhamento dos autos à Segecex para análise de eventual ação coordenada de fiscalização nos empreendimentos internacionais do setor elétrico, como requerido pelo MPTCU.*

II. ACHADOS

39. *Da aplicação dos procedimentos de fiscalização sobre os documentos e informações colhidos no âmbito das diligências e inspeção realizada, identificaram-se os seguintes achados:*

a) *acordo de acionistas da SPE CHN, responsável pelo Projeto da UHE Tumarín, transfere à Eletrobras riscos demasiadamente desproporcionais à participação da estatal no empreendimento, em favor dos objetivos da Construtora Queiroz Galvão;*

b) *elevado risco de dano materialmente relevante à Eletrobras no âmbito do Projeto Tumarín;*

c) *estrutura de controles e de governança da Eletrobras é insuficiente para mitigar riscos relevantes e inerentes ao Projeto da UHE Tumarín;*

d) *sonegação de informações e obstrução à fiscalização no âmbito do Projeto Tumarín; e*

e) *deficiências nas ações pós encerramento do Projeto da UHE Inambari, com potencial dano financeiro à Eletrobras.*

II.1. O acordo de acionistas da SPE CHN, responsável pelo Projeto da UHE Tumarín, transfere à Eletrobras riscos demasiadamente desproporcionais à participação da estatal no empreendimento, em favor dos objetivos da Construtora Queiroz Galvão

40. *Verificou-se que os termos do acordo de acionistas da CHN, em grande medida, privilegiam a Construtora Queiroz Galvão (CQG) de forma demasiadamente desproporcional à participação da Eletrobras na empresa. A conformação do acordo evidencia a posição de*

inferioridade na qual se colocou a Eletrobras na estruturação do negócio. Isso decorre da decisão da companhia em participar do Projeto da UHE Tumarín sem o conhecimento adequado dos custos e dos riscos do negócio, nem possuindo sistema de controle governança adequadamente instituído para mitigar riscos da parceria e do projeto, ao passo que a CQG detinha toda a expertise e liderava as negociações com o governo da Nicarágua, com o apoio do governo do Brasil à época (2007/2008).

II.1.1. Do histórico de negociações

41. *Em 13/3/2007 foi realizada reunião entre o Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministro de Energia y Minas da Nicarágua e, em seguida, missão interministerial multidisciplinar do Brasil, com a participação da CQG (peça 55, p. 2), aportou em Manágua, entre os dias 22 e 24 de março de 2007.*

42. *Em 8/7/2007, o presidente da Nicarágua fez uma visita ao Brasil para tratar do projeto Tumarín.*

43. *Entre 27 e 29 de agosto de 2007, missão interministerial nicaraguense veio ao Brasil e participou de reunião com o presidente do BNDES e de reuniões no MME e na Petrobras (peça 54, p. 3).*

44. *Em 8/7/2007 é celebrado protocolo de entendimentos entre a Nicarágua e o Brasil para cooperação mútua na geração de energia elétrica, até então sem que a Eletrobras tenha participado das missões.*

45. *Em setembro de 2007, conforme noticiado pelo Ministro de Energia y Minas da Nicarágua (peça 54, p. 3), se definiu que a estruturação e construção do Projeto Tumarín dar-se-ia por meio da participação do Estado da Nicarágua, da CQG e de outras companhias privadas de ambos os países. Noticiou-se, ainda, que já se haviam criado duas SPEs para desenvolver os projetos e executar o empreendimento, a saber: Centrais Hidroelétricas de América Central (CHC) e Central Hidroelétrica de Nicarágua (CHN), e destaca que os estudos de viabilidade já se tinham iniciado e que eram conduzidos por um consócio de empresas brasileiras liderado pela CQG.*

46. *Em arremate, conforme documentado (peça 54, p. 4), o Ministro de Energia y Minas solicitou que se analise a possibilidade de a Eletrobras participar do desenvolvimento do Projeto Tumarín, salientando que tomara conhecimento da aprovação de lei nacional que autorizava a participação da Eletrobras em empreendimentos internacionais. Na mesma data, 23/4/2008, o Ministério de Minas e Energia encaminhou a solicitação nicaraguense ao presidente da Eletrobras.*

47. *Em 22/5/2008, firma-se um acordo de intenções entre o Ministério de Energia y Minas e a CHC. Ademais, declarou-se que a CHC formara-se com o propósito de congregar investidores privados e públicos em torno do objetivo de identificar e desenvolver projetos de energia elétrica na América Central, sob a liderança da Construtora Queiroz Galvão. Afirmou-se que a CHC decidira aprofundar os estudos preliminares recebidos do Ministério de Energia y Minas em parceria com a CQG e com a Engevix Engenharia S.A, o qual culminara no desenho conceitual do empreendimento e no cronograma para a realização do estudo de viabilidade. Declarou-se, ainda, que a CQG solicitara apoio financeiro ao BNDES para tal Projeto, o qual, por sua vez, sinalizara, em 2/10/2007, favoravelmente ao financiamento (peça 55, p. 3-4).*

48. *No mais, o referido acordo de intenções consigna que o Estado da Nicarágua teria direito a 10% de participação no empreendimento, sem menção – até aquele momento – sobre qual seria sua contrapartida. Esclareceu-se, em ato posterior, que a participação do governo da Nicarágua na SPE, por meio da Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL), teria por base a cessão dos direitos de exploração dos recursos naturais consumidos pela usina. Ademais, consignou-se que a CHC já havia iniciado tratativas para que a Eletrobras integrasse a estrutura do negócio, o qual seria realizado em forma de um Project Finance. Por fim, o acordo estabelece que os estudos de viabilidade deveriam ser executados em até doze meses da assinatura do acordo, isso é, entre 22/5/2008 e 22/5/2009.*

49. *Em síntese, a CQG, apoiada pelo governo brasileiro, sem a ciência nem participação da Eletrobras, obteve o aval do governo nicaraguense para estruturar o empreendimento e negociou a*

participação do governo local com 10% das ações da SPE que explorará o negócio. Isso tudo entre março de 2007 e maio de 2008.

II.1.2. Da entrada da Eletrobras no negócio

50. Somente em 17/6/2008, quase um ano após a celebração de protocolo de entendimentos entre a Nicarágua e o Brasil para cooperação mútua na geração de energia elétrica, menos de dois meses após a Eletrobras tomar ciência do projeto e menos de um mês após a formalização das intenções entre governo nicaraguense e a CHC, é que a Diretoria Executiva da estatal delibera sobre a assinatura de um Protocolo de Intenções com a CHC, formalizado em Manágua, no dia 30/7/2008 (peça 56, p. 1). O referido protocolo teve o propósito de ratificar o interesse das partes e discutir a possibilidade da Eletrobras participar do empreendimento, mediante à disponibilização à estatal dos projetos relevantes para tal análise. Ou seja, a estatal somente teve acesso aos estudos prévios após a assinatura do acordo de intenções com a CHC em 30/7/2008.

51. As justificativas técnicas que fundamentaram a decisão pela formalização de tal Protocolo de Intenções incluem o atendimento à política do governo brasileiro de apoiar o desenvolvimento da Nicarágua, nos termos do Relatório DT 030/2008 (peça 56, p. 3):

'A possibilidade de participação na implantação dos projetos hidroelétricos de Boboke e Tumarín, na Nicarágua, está em conformidade com a diretriz de fortalecimento da atuação internacional da Eletrobrás e, portanto, constitui oportunidade de ampliação do peso da empresa como player no mercado internacional de energia elétrica, de modo a torná-lo compatível com a capacidade técnica desenvolvida e acumulada ao longo de muitos anos, que fornece à Eletrobras reconhecimento internacional. Ademais, coloca a empresa alinhada com a política do Presidente Lula de apoiar o desenvolvimento da Nicarágua.' (grifou-se).

52. Em 13/10/2008, dois meses e meio após a celebração do referido Protocolo de Intenções, as partes comprometem-se a desenvolver em cooperação os estudos de viabilidade do Projeto Tumarín e, sendo comprovada sua atratividade técnica e econômica, a formalizar parceria para a construção e operação do Aproveitamento Hidroelétrico de Tumarín, mediante a criação de uma nova SPE ou pela participação direta da Eletrobras na CHC (peça 57, p. 2).

53. Finalmente, em 9/12/2008, Eletrobras, CHC e CQG celebram o Acordo de Cooperação ECE-414/2008 (peça 57), o qual previa que as decisões seriam tomadas por unanimidade em deliberação do comitê executivo formado por dois membros da Eletrobras e dois da CQG. O Comitê, inclusive, teria competência para realizar despesas em nome das partes e estaria incumbido de auditar e aprovar as despesas até então realizadas. Tais valores, então, constituiriam valor patrimonial das ações da CHC ou da SPE a ser criada. Além disso, ressaltou-se que os estudos de pré-viabilidade já se haviam iniciado, com conclusão prevista para 31/12/2008. No mais, consignou-se que a Eletrobras cuidaria com exclusividade da engenharia do proprietário e da operação e manutenção da usina, enquanto a CQG faria jus à exclusividade na elaboração do projeto básico e executivo e na construção da usina (obras civis e equipamentos).

54. Em 28/7/2009, publica-se a Ley 695 da Nicarágua (peça 82), que tem como objetivo estabelecer as bases e fundamentos jurídicos para o desenvolvimento e execução do Projeto Tumarín, inclusive para a obtenção das licenças e outorgas necessárias, como a Permissão Ambiental, a Licença de Geração Hidrelétrica e a Licença de Aproveitamento de Águas (art. 1º).

II.1.3. Da fragilidade da estrutura e decisão da Eletrobras para realização do negócio

55. A estrutura da Eletrobras não estava preparada para a imersão neste negócio. A internacionalização da companhia somente inseriu-se no Programa de Ações Estratégicas do Sistema Eletrobras para o período de 2009 a 2012 e incluiu-se como seu objetivo finalístico somente no Planejamento Estratégico lançado em 17/3/2010, embora a autorização legislativa para tal expansão, de fato, tenha sido concedida em 2008, por meio da Lei 11.651, de 7/4/2008, consoante levantamento realizado pela SecexEstatais expresso no item 6.3 do relatório que precede o Acórdão 768/2011-TCU-Plenário.

56. *Na referida fiscalização do TCU, pontuou-se que se estruturou a Superintendência de Negócios no Exterior da estatal somente em 2009, por meio da Resolução 638/2009 da Eletrobras. Ademais, a gestores da Eletrobras entrevistados pela equipe de fiscalização relataram que a estatal não possui grande experiência em negócios internacionais, o que é corroborado pela reduzida quantidade e magnitude dos empreendimentos internacionais em que ela possui participação, conforme já relatado nesta instrução. Foi afirmado ainda que sua estratégia era associar-se a empresas sediadas nos países onde se situam os empreendimentos, com o fim de aproveitar de suas experiências internacionais. Esse foi o plano para o investimento em Tumarín, conforme registrado no item 257 do relatório:*

‘Em geral, a Eletrobras procura se associar a empreiteiras brasileiras que seriam mais ágeis e já atuam no exterior. Foi relatado que há preferência por associar-se a empresas brasileiras pelo fato das relações comerciais serem mais fáceis, uma vez que elas estão sujeitas à legislação brasileira. Esta foi a estratégia adotada, por exemplo, na parceria firmada com a Construtora Queiroz Galvão na Centrais Hidroelétricas de Centroamérica S.A, na Nicarágua.’

57. *Tal estratégia traz riscos inerentes à estatal, uma vez que se sujeita às decisões dos parceiros privados, tendo em vista que a tendência é que as decisões operacionais se concentrem nas mãos de quem detém a expertise, como já se concluíra no levantamento de 2010 do TCU. O que, aliás, já se confirmou na prática, conforme consta do Relatório de Auditoria Interna 006/2015, de 9/3/2015, (peça 69, p. 17):*

‘A CHN pratica, rotineiramente, ações herdadas da CQG, ou seja, à identidade da CQG, sendo necessário adequar-se à realidade de uma SPE que tem como sócia a Eletrobras, e portanto, recursos públicos investidos’.

58. *Nesse contexto, portanto, torna-se fundamental a adequada estruturação da estatal, não apenas por meio da instituição de área técnica especializada na internacionalização de negócios, mas principalmente por meio de mecanismos de controle e governança nesses negócios, o que também não existe na empresa, item que será mais bem aprofundado em achado específico desta instrução.*

59. *Destaca-se ainda a ausência de análise abrangente sobre as diversas possibilidades de negócios no exterior. Era de se esperar que a estatal, por si ou por meio de consultoria, prospectasse negócios internacionais que contribuíssem com seus objetivos estratégicos, o que só poderia ocorrer, por óbvio, após estruturar adequadamente sua superintendência de negócios no exterior. No caso da UHE Tumarín, a Eletrobras apenas verificou se o convite formulado pela CQG e governos da Nicarágua e do Brasil lhe parecia razoável, examinando os estudos prévios cedidos pela construtora, sem uma avaliação de custo de oportunidade de investimento em outros negócios.*

60. *Na mesma direção, não há registros quanto à motivação dos atos que levaram à adesão da estatal ao Projeto, em prejuízo ao princípio da transparência e da prestação de contas. Os atos decisórios são esparsos e desassociados dos registros de motivo. Solicitou-se, em ofício de requisição, cópia do processo administrativo em que se motivaram os atos relativos à adesão ao Projeto Tumarín. Em resposta, recebeu-se apenas cópia de documentos relacionados a entendimentos com o governo nicaraguense e com a CQG, além de instrumentos relativos a acordos de cooperação entre as partes envolvidas. Durante a execução das entrevistas, a Eletrobras informou que sua participação neste negócio teria por fim único o aproveitamento de sua atratividade econômica, mas tal motivo não está expresso nos documentos disponibilizados pela estatal.*

61. *Instada a confirmar a inexistência de motivação do ato, a Eletrobras juntou o Relatório DF 200/2009 (peça 59), que embasa a assinatura do acordo de acionistas. Entretanto, tal expediente apenas informa que a adesão ao Projeto decorre de atendimento a ‘orientação ministerial de buscar (...) o aproveitamento de oportunidades de investimento também no exterior, que possam se mostrar estratégica e financeiramente vantajosas para a empresa’, além de esclarecer que se havia concluído por recomendar o ingresso na estatal no negócio em função de análises efetuadas pela área técnica sobre os estudos de viabilidade e o plano de negócios apresentados.*

62. *Sobre essa motivação, cabe ressaltar que a participação da Eletrobras na CHC e a assinatura do respectivo acordo de acionistas se deu antes mesmo da verificação por parte da estatal da atratividade técnica e econômica do projeto, conforme se depreende dos termos do referido acordo, o que seria condição para a celebração efetiva da parceria.*

63. *A realização dos procedimentos de fiscalização não se mostrou suficiente para entender como, efetivamente, se deu a participação do governo brasileiro na celebração do negócio junto ao governo nicaraguense. Convém, por isso, que se ouça o MME a respeito deste assunto.*

II.1.4. Do acordo de acionistas da SPE CHC

64. *Em 15/9/2009, nove meses após a celebração do Acordo de Cooperação para realização de estudos de viabilidade, que determinaria em última análise a entrada efetiva ou não da estatal no negócio, a CQG e Eletrobras celebraram acordo de acionistas, o qual reflete, conforme será exposto, a forma como a CQG sobrepõe seus interesses aos da Eletrobras, o que não pode ser tolerado em nosso ordenamento jurídico por força do que dispõe o princípio da indisponibilidade do interesse público. A regra que garante privilégios à CQG para a celebração do contrato de EPC é abusiva e caracteriza conflito de interesses, vedado pelas normas de governança.*

65. *A cláusula 2.5.3.1 do acordo de acionistas estabelece que a CQG executará os seguintes serviços: a) elaboração do projeto executivo; b) execução das obras civis; c) fornecimento dos equipamentos; d) montagem e comissionamento eletromecânico; e) execução das obras civis complementares. Tais serviços compreendem basicamente o objeto do contrato EPC – **Engineering, Procurement, and Construction**, cuja contratação estaria assegurada à CQG até o limite do preço de referência, estimado para fins de viabilidade na ordem de US\$ 838 milhões (maior parcela de investimento do Projeto).*

66. *Importa ressaltar que tais serviços já constavam como obrigação da CQG desde o Acordo de Cooperação ECE-414/2008 (peça 57, p. 10), denotando clara intenção – desde o início da formação do negócio – de se contratar a referida construtora para executar as obras do empreendimento. Sendo assim, a Eletrobras deveria, já na época do acordo de cooperação, ter adotado medidas para mitigar os riscos decorrentes do sobrepujamento dos interesses da Queiroz Galvão.*

67. *O preço de referência seria elaborado por ‘consultor de confiança da Eletrobras’ com a assistência de especialista independente indicado em consenso pelas acionistas, com base nos termos de referências elaborados em conjunto, após a conclusão dos estudos de viabilidade e do projeto básico do empreendimento (cláusulas 2.6 e 2.6.1). Ainda de acordo com a cláusula 2.6.1, o sigilo do orçamento de referência seria oposto, inclusive, contra a CQG. Uma vez aprovado pelo Conselho de Administração da CHC, o preço de referência e sua memória de cálculo ficariam em envelope lacrado na posse da Eletrobras, até a apresentação da proposta da CQG (cláusula 2.6.3).*

68. *As regras da contratação do EPC voltam-se à entrega de seu objeto à CQG. Caso a construtora apresentasse preço inferior ao orçamento paradigma, teria direito à contratação direta; e caso sua oferta fosse superior em até 20%, teria direito à adjudicação pelo preço paradigma, se assim desejasse (cláusula 2.6.4). Além disso, caso a CQG não atingisse o preço de referência, a contratação seria viabilizada por meio de cotação de preços privada a ser realizada no território brasileiro, sem a participação da CQG, à qual facultar-se-ia direito de preferência sobre a contratação, bastando que igualasse sua oferta à da empresa vencedora (cláusula 2.6.8).*

69. *Não bastasse isso, assentou-se que na remota hipótese de a CQG não conseguir a contratação do EPC, poderia vender a totalidade de sua participação acionária na SPE, nos termos estabelecidos na cláusula 2.6.8.1, a qual garante à Eletrobras o direito de preferência para aquisição de todas as ações da Queiroz Galvão (não sendo preservado tal direito no caso de compra somente de parcela da participação acionária). O foco da CQG é, portanto, a assinatura do EPC, o qual, repisa-se, representa a maior parcela de investimento do Projeto.*

70. *Nesse sentido, cabe registrar que, até a assinatura do EPC, o presidente da SPE será indicado pela CQG (cláusula 8.4, 'a'), bem assim a presidência de seu Conselho de Administração será exercida por pessoa indicada pela CQG (cláusula 6.3, I).*

71. *Há ainda outras cláusulas no acordo que demonstram que os interesses da CQG sobrepujam os interesses da Eletrobras. Os investimentos são paritários, mas o poder de comando, decisão e controle sobre a SPE são repartidos desproporcionalmente a favor da construtora. A CQG (acionista mais antiga) indicaria dois dos três membros do Conselho Fiscal (cláusula 9.1 e 9.1.1), além disso, não há critérios que determinem a quem caberá a indicação do presidente da SPE após a fase de construção. Consta que a presidência será indicada pelo acionista majoritário (cláusula 6.3 e 8.4), mas não há solução para o caso de participação paritária. Além disso, não existem regras que prevejam que a Eletrobras, em algum momento, ainda que de forma rotativa, indicaria o presidente ou teria maioria no Conselho de Administração, no Conselho Fiscal ou na diretoria da SPE.*

72. *Verifica-se, no caso, a ocorrência de conflito de interesse entre partes relacionadas, ou seja, de certa forma, a CQG contrataria com ela mesma para a execução das obras. Tal prática é, no mínimo, muito arriscada e desaconselhada pelas normas modernas de governança, que recomendam a segregação de funções. Destaca-se, inclusive, que essa prática tem sido vedada pela estatal quando da celebração de parcerias em projetos nacionais. Embora o acordo de acionistas impeça que os representantes da CQG votem no Conselho de Administração sobre matérias em que existam interesses conflitantes com os da companhia (Cláusula 6.5.2), em atenção aos termos do art. 115, da Lei 6.404/76, os termos do próprio acordo já são por demais favoráveis à CQG quanto às condições para sua contratação.*

73. *Questionada sobre a forma como se resolveria tal conflito, a Eletrobras reporta-se à metodologia de contratação descrita acima (cláusula 2.6 do acordo de acionistas), ressaltando que a CQG não teria acesso ao preço de referência do EPC. Destaca, no mais, que o contrato de EPC ainda não se celebrou e que as obras preliminares estão sendo conduzidas pela própria concessionária, qual seja: a CHN, subsidiária da CHC (peça 81, p. 4).*

74. *Nada obstante, verifica-se que a oposição de sigilo do preço de referência à CQG seria tarefa por demais difícil, tendo em vista que é ela própria a gestora da SPE e líder de seu Conselho de Administração. Tanto é assim que há relatos que comprovam que a CQG já acessou aos dados relativos à formulação do preço de referência. Segundo relatório do CCPT – Comitê Coordenador do Projeto Tumarín de 28/6/2011 (peça 87, p. 7-8), a orçamentação de referência fora realizada pela PCE Engenharia, contratada pela própria CHN, em que pese o acordo prever a contratação de tal serviço pela Eletrobras. No mesmo relatório, verifica-se que somente após tomar conhecimento do preço da CQG e da PCE Engenharia é que a Eletrobras decidiu contratar consultor independente para aferir o preço de referência. No entanto, não se obteve notícias sobre se, de fato, houve tal contratação e o resultado de seu trabalho. Salvo avaliação expedita do orçamento realizada em 18/3/2011 (peça 62), a Eletrobras não empreendeu análise pormenorizada de custos do contrato EPC, como relatar-se-á, com detalhes, no tópico II.2.2 desta instrução.*

75. *Tal relatório evidencia também que a CQG negocia o preço e os termos do EPC com a CHC, pelo menos, desde 2011 e a presidência da CHC e de seu Conselho de Administração são exercidas por representantes da própria CQG. Por exemplo, há registro de discussões acerca da velocidade de rotação das unidades geradoras, valor de garantia, sanções para o caso de atraso na entrada em operação comercial da usina, etc. (peça 87, p. 5-6).*

76. *Por outro lado, o Comitê Coordenador do Projeto elaborou em 24/11/2014 novo relatório de acompanhamento do Projeto, no qual verifica-se que fora adotada solução diversa daquela informada pela Eletrobras. Consta de tal relatório (peça 89, p. 6) que o conflito de interesses seria solucionado por meio da execução do EPC também em sociedade (Eletrobras e CQG), de forma a aumentar a rentabilidade combinada dos negócios para ambos os sócios:*

'Durante a última fase negocial do Contrato de Construção da UHE Tumarín, em meados de 2013, foi acordado entre os acionistas que os mesmos seriam sócios também na construção, como

forma de eliminar o conflito de interesse oriundo da existência de um acionista epecista, além de melhorar os mecanismos de controle do Projeto como um todo e chegar a um bom termo nas negociações que já duravam quase 4 anos.

Desta forma, o princípio básico desta negociação foi que todos os resultados advindos deste contrato serão divididos na proporção de 50% para cada sócio, aumentando a rentabilidade combinada dos negócios concessão e construção.

Está em andamento a definição da estrutura corporativa e de governança adequada, com vistas ao melhor resultado tributário para ambos acionistas'. (grifou-se).

77. *Ocorre que tal solução pode não se mostrar factível. Isso porque a Eletrobras não detém experiência na execução direta de obras, como se empreiteira fosse, e nem possui capacidade operacional para tanto, ainda mais em se tratando de obra de alta complexidade a ser realizada em território estrangeiro. Pode ocorrer, na prática, que os serviços sejam realizados pela própria CQG, por meio de contratos de prestação de serviços ou através da alocação de seus funcionários na nova empresa e, neste caso, o conflito de interesses persistiria. Ainda que se conceba a execução da obra por meio do chamado contrato aliança, modalidade contratual em que a contratada revela seus custos e ganhos ao contratante, o conflito permaneceria, uma vez que a CQG continuaria a ser – a um só tempo – contratante e contratada. Em ambos os casos criar-se-ia ambiente de controle desfavorável ao resguardo dos investimentos da estatal.*

78. *Em verdade, ocorreria justamente o inverso, construir-se-ia ambiente propício à assimetria de informações que poderia levar a sócia privada a buscar objetivos diferentes daqueles perseguidos pela SPE. A CQG acabaria assumindo o controle da empresa epecista e poderia buscar maximizar seus ganhos por meio de subcontratações com partes relacionadas, por exemplo.*

79. *Aliás, já existe um fato do qual se infere um potencial ganho indevido do parceiro epecista em função da assimetria de informações. O prazo de execução das obras inicialmente previsto reduziu-se em oito meses pela mera revisão do projeto básico, que só se realizou em função do atraso no início das obras, segundo informado pela Eletrobras. Como se sabe, há custos fixos mensais consideráveis na execução de obras deste porte, os quais acabariam se revertendo em ganhos para o epecista, caso o projeto não tivesse sido reformulado.*

80. *Destaca-se, ainda, que a minuta do EPC prevê bônus pela antecipação de entrega da obra, de acordo com o informado pela Eletrobras em resposta ao Ofício de Requisição 001-21/2016 (peça 75, p. 8), os quais seriam apropriados sem esforço pelo construtor, tendo em vista que o cronograma inicial estaria inflado, cuja análise será aprofundada no tópico II.2.3 desta instrução. Na verdade, a previsão do referido bônus em si é elemento de grande risco adicional ao já arriscado contrato EPC. Considerando tratar-se de partes relacionadas, seria fator de demonstração de boa fé a repartição, com os demais parceiros da SPE, dos benefícios advindos da antecipação do prazo de construção.*

81. *Além disso, verificam-se outros riscos, inclusive de dano, decorrentes da fragilidade da Eletrobras na participação do negócio. A Eletrobras não tem garantias de que o preço de referência do EPC esteja compatível com o mercado. O preço base foi elaborado pela PCE Engenharia a mando da CHN – gerida pela CQG – em vez de ter-se elaborado por consultor independente contratado pela estatal, como previa o acordo de acionistas. Além disso, a análise empreendida pela Eletrobras não atingiu a profundidade requerida pela complexidade do projeto, conforme depreende-se da leitura da Nota Técnica EGG-005/2011 (peça 62), cuja análise pormenorizada insere-se no tópico II.2.2 adiante.*

82. *Tais constatações agravam-se pelo fato de a Eletrobras não se fazer presente na gestão do empreendimento, conforme manifestação de seu órgão de controle interno em 11/11/2015, Relatório de Auditoria 32/2015 (peça 73, p. 14):*

'A Eletrobras mantém uma paridade societária com a Construtora Queiroz Galvão – CQG que não se traduz quando do exercício de funções-chave para as tomadas de decisão no âmbito do cotidiano empresarial da CHN. Os cargos de diretor geral e gerente financeiro da referida SPE são

ocupados pela CQG, o cargo de diretor socioambiental é ocupado por colaborador oriundo do mercado, e o cargo de diretor técnico ocupado por colaborador licenciado da Eletrobras, Chesf'.

83. O código das melhores práticas de governança corporativa (IBGC, 2015) estabelece que há conflito de interesses quando alguém não é independente em relação à matéria em discussão e pode influenciar ou tomar decisões motivadas por interesses distintos daqueles da organização. E recomenda que a organização zele pela separação e definição clara de funções, papéis e responsabilidades associadas aos mandatos de todos os agentes de governança.

84. Nesse sentido, verifica-se que, tal como está, o acordo de acionistas viola o princípio da indisponibilidade do interesse público, uma vez que a celebração do contrato EPC com a CQG, ou mesmo com sociedade formada pela CQG e pela Eletrobras, faz com que os interesses da construtora sobreponham-se aos interesses da estatal, ainda mais ao considerar-se que os poderes decisórios, de gestão e de controle sobre a SPE estão à mercê da CQG, cuja origem remonta ao próprio acordo de acionistas. Como dito, pode haver uma transferência de ganhos da concessão para a parceira privada por meio de contratações fora dos parâmetros de mercado.

85. Ainda sobre tal acordo, a Eletrobras apresentou o Memorando PGJO 6297/2009, de 15/9/2009 (peça 58), por meio do qual seu departamento jurídico manifesta-se pela legalidade do ajuste. Entretanto, nota-se que este exame não abarca os aspectos ligados à legitimidade do conteúdo de suas cláusulas, sobretudo quanto à sujeição dos interesses da estatal aos objetivos da parceira privada, em função dos termos pactuados.

86. Dessa forma, propor-se-á a oitiva da estatal para que se manifeste sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a CQG, tendo por norte a violação do princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses na provável execução do contrato EPC pelo parceiro privado e na existência de cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da CQG em detrimento dos objetivos da estatal, como a divisão das indicações dos membros dos conselhos de administração e fiscal e, por conseguinte, das diretorias, o que, na prática, já tem exposto a estatal a riscos, inclusive, de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado.

87. No mesmo sentido, propor-se-á a oitiva da estatal para que se manifeste sobre as irregularidades verificadas no processo decisório de adesão ao Projeto de Tumarín, consubstanciadas na ausência de estudos técnicos adequados sobre a viabilidade técnica e econômica do negócio entre a celebração do Acordo de Cooperação em 30/7/2008 e a celebração do acordo de acionistas em 15/9/2009, não somente quanto a sua rentabilidade intrínseca, mas também em relação a seu custo de oportunidade, uma vez que os recursos ali aportados poderiam eventualmente melhor servir à nação se aplicados no sistema elétrico brasileiro ou mesmo em projetos internacionais mais atrativos, quiçá com implicação de sinergia de geração a favor do Brasil. A estatal deverá manifestar-se também sobre a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão do Projeto Tumarín, além de posicionar-se sobre a ausência de procedimento licitatório, ainda que simplificado, como o realizado em seleção de parceiros nacionais para formação de SPEs, para a escolha do negócio internacional a aderir.

88. No mais, propor-se-á a oitiva da CQG sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, uma vez que decisão futura desta Corte sobre o acordo pode afetar seus direitos subjetivos.

89. Por fim, propor-se-á também a oitiva da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia para que traga aos autos cópia do memorando de entendimentos firmado em 8/7/2007 entre os governos da Nicarágua e do Brasil para cooperação mútua na geração de energia elétrica renovável, e para que esclareça quais são as bases legais, no Brasil e/ou na Nicarágua, que autorizam a CHC a implementar o acordo. Além disso, deverá manifestar-se sobre qual foi a participação do Ministério de Minas e Energia no negócio, isso é, se o Ministério solicitou a participação da estatal no empreendimento e sobre quais atos praticou na estruturação deste investimento.

II.2. Elevado risco de dano materialmente relevante à Eletrobras no âmbito do Projeto Tumarín

90. *Reúnem-se neste tópico ocorrências que podem implicar danos, inclusive, financeiros e econômicos à Eletrobras, quais sejam:*

a) assinatura do contrato de licença de geração sem as devidas cautelas quanto à liberação de crédito pelo BNDES;

b) ausência de ações efetivas por parte da Eletrobras no sentido de garantir que o preço e as condições de referência para o EPC estejam compatíveis com o mercado;

c) existência de cláusula de bônus na minuta do EPC incompatíveis com o nível de conhecimento dos projetos pela estatal;

d) apuração dos valores investidos pela CQG na CHC, para fins de aquisição de sua cota-parte na SPE, com base em avaliação limitada;

e) realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs e outros gastos realizados com irregularidades contratuais.

II.2.1. Assinatura do contrato de licença de geração sem as devidas cautelas quanto à liberação de crédito pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

91. *O plano de negócios está estruturado com base na premissa de que o BNDES financiaria US\$ 512 milhões do valor total do Projeto, mas tal pressuposto não se confirmou. Isso porque há um conflito de interesses entre os investidores e o BNDES em relação às cautelas de mitigação dos riscos políticos. O BNDES entende que, como financiador sênior, seu fundo garantidor deve ter precedência nos direitos de recuperação dos ativos remanescentes no caso de um eventual sinistro político em face dos direitos de recuperação da seguradora contratada para proteger o capital próprio investido, conforme será detalhado no desenvolvimento desta análise.*

92. *Tal constatação agrava-se pelo fato de o contrato de licença de geração já se ter assinado, antes mesmo de o BNDES expor suas condições para o financiamento. Ou seja, a CHN deflagrou o prazo de exploração do empreendimento sem se assegurar de que obteria o financiamento necessário à execução das obras. Ademais, até o momento, não se encontraram alternativas para o financiamento, como explicitado ao final da análise do presente tópico. Como resultado, o início das obras já está mais de ano atrasado, o que implica na redução das expectativas de receitas do empreendimento, além de aumentar seus custos pré-operacionais.*

Histórico de enquadramento do Projeto Tumarín no BNDES e os entraves da MIGA

93. *Segundo o BNDES, se formulou a primeira consulta prévia sobre a possibilidade de financiamento do Projeto Tumarín pela CQG, em agosto de 2007 (peça 76). Tal solicitação levou o BNDES a aprovar o enquadramento do pedido de **fundind** no Programa BNDES-Exim Pós-Embarque, para um financiamento de US\$ 229 milhões, de um total de US\$ 320 milhões a serem investidos. Informou-se tal resultado à construtora por meio da Carta 815/2007-BNDES CEC, de 2/10/2007 (peça 53). Nada obstante, esta operação cancelou-se em 1º/1/2008, por decurso de prazo do enquadramento.*

94. *Em 25/8/2008, houve novo enquadramento do Projeto em razão de alterações no Projeto que levaram a um incremento dos investimentos acima de 30% do valor inicialmente enquadrado, que seria decorrência da expansão da capacidade da usina, de 160 MW para 180 MW. Aprovou-se o financiamento da ordem de US\$ 318 milhões, de um total de US\$ 416 milhões a serem investidos. Tal operação cancelou-se em outubro de 2009, também por decurso de prazo.*

95. *Nesse contexto, convém anotar que os dois enquadramentos até aqui mencionados ocorreram em época anterior à entrada da Eletrobras no empreendimento.*

96. *Em 31/5/2010, o BNDES enquadrado novamente o Projeto com substanciais alterações. Registrou-se a participação da Eletrobras nos investimentos a partir de 2009 e alterações nas concepções de engenharia. A capacidade instalada da usina saltou para 220 MW e a linha de transmissão foi reduzida de 200 para 81 km de extensão, além disso, alterou-se a posição do eixo da barragem, tudo em decorrência do aperfeiçoamento dos estudos técnicos sobre o empreendimento. Ademais, refizeram-se avaliações de custos de insumos a partir da expertise que a CQG adquirira*

após três anos de presença na Nicarágua na construção de uma usina geotérmica. Aprovou-se, então, o financiamento da ordem de US\$ 342 milhões, de um total de US\$ 794 milhões a serem investidos.

97. Em setembro de 2011 revalidou-se tal enquadramento, mesmo com alterações no Projeto que elevaram os investimentos totais para US\$ 1,1 bilhão, tendo em vista que o incremento de custos seria suportado pelo aumento do aporte de capital próprio, mas com a ressalva de que a contratação do seguro garantidor pelos investidores (MIGA) estaria condicionada à aprovação dos credores seniores, nos termos da Nota AEX/DECEX2 2011/0123, de 19/9/2011 (peça 63). Cancelou-se tal operação em julho de 2012, por causa de novas alterações no Projeto e da expiração de prazo.

98. Ainda em 2012, formulou-se uma quarta consulta prévia, a qual não chegou a ser apreciada pelo BNDES. No mesmo ano, a Seguradora Brasileira de Crédito à Exportação S.A – SBCE solicita ao BNDES que prossiga com as tratativas junto aos atores envolvidos com o fim de aprofundar as análises sobre a participação da Agência Multilateral de Garantia do Investimento (MIGA), do Banco Mundial, tendo por norte a preservação do direito de preferência dos credores seniores em uma eventual necessidade de recuperação de ativos, conforme Carta DGP/DMP/GOE – 345/2012, de 8/8/2012 (peça 64).

99. Em 30/9/2014, o BNDES envia a Carta AEX 2014/0533 à Secretaria de Assuntos Internacionais do Ministério da Fazenda e à Agência Brasileira Gestoras de Fundos Garantidores e Garantias S.A – ABGF, antiga SBCE, posicionando-se sobre os impactos da participação do MIGA na cobertura dos riscos políticos do capital próprio investido no Projeto (peça 66).

100. Em tal documento, o BNDES discorre sobre a forma de atuação da MIGA, destacando, inclusive, que a agência multilateral estaria disposta a firmar um termo de cooperação com os credores seniores e a flexibilizar algumas de suas cláusulas contratuais. E conclui que os termos da MIGA, inclusas as concessões propostas, enfraqueceriam a posição do banco de fomento, uma vez que a MIGA e o BNDES compartilhariam de um mesmo pacote de garantias, mas cada qual buscaria interesses próprios em um eventual processo de recuperação de crédito. Em conclusão, destaca-se a seguir trecho da carta em que o BNDES explicita sua percepção sobre a participação da MIGA:

O cerne da questão, no entender da equipe de análise do BNDES, é a intenção dos Investidores de sujeitar os Credores a um risco político o qual não estão dispostos a assumir, o que, vai de encontro às premissas nas operações com modelagem tipo **Project Finance**. Dessa forma, na ocorrência de um sinistro, os Investidores recuperarão seus recursos aplicados no Projeto por meio da indenização da MIGA e transferirão exclusivamente para os Credores e para a MIGA a responsabilidade de reaver seus direitos junto ao Governo da Nicarágua, subvertendo a lógica que prevalece em operações dessa natureza de que os Investidores devem receber o produto de seu investimento de forma subordinada à satisfação das dívidas dos Credores seniores. (grifou-se).

101. Finalmente, em 17/10/2014, a CQG elabora nova consulta prévia para a obtenção de financiamento para o empreendimento junto ao BNDES. O novo pedido ressalta que a construção da usina será realizada por um consórcio formado pelo CQG e pela Eletrobras, além disso, o valor a ser financiado pelo BNDES passaria para US\$ 512 milhões, de um total de US\$ 1,2 bilhão a ser investido.

102. Em maio de 2015, o BNDES apresenta o **Term Sheet** com as condições para o enquadramento do Projeto. Neste documento são incluídas duas exigências chaves para o empréstimo: a) que a indenização da MIGA ou qualquer valor recuperado fossem recolhidos à conta coletora do Projeto, de forma a que o seguro político não prejudicasse o direito de preferência dos credores seniores; b) que os acionistas da CHN apresentassem garantias corporativas ao BNDES durante a fase de construção das obras da usina, retomando uma condicionante oferecida pelos próprios investidores por ocasião da aprovação de crédito ocorrida em março de 2010.

103. Em 20/7/2015, a CHN envia ao BNDES a Carta CHN-Junta Directiva-02-2015 por meio da qual esclarece que as negociações com o governo da Nicarágua encerraram-se em agosto de 2014 e que o período de concessão de 39 anos fora iniciado em 28/2/2015, bem assim que a CHN está obrigada a iniciar a operação comercial da usina até 28/2/2019, sob pena de execução das garantias pelo poder concedente, além da perda integral de receita e das multas compensatórias ao comprador

da energia. Ademais, ressalta que o pedido de crédito formulara-se em outubro de 2014, mas a resposta do BNDES ocorrera somente em maio de 2015, bem assim que as condições postas para a liberação do empréstimo comprometeriam a viabilidade do negócio. Em sua resposta o BNDES reafirma a necessidade de cumprimento das condições expostas em maio para a liberação do financiamento, nos termos da Carta Dir2 2015/03, de 1º/9/2015 (peça 72).

Assinatura do contrato de licença de geração sem garantias de financiamento e os danos potenciais
104. No mais, a Eletrobras afirma que a CHN contratou a Consultoria ASTRIS FINANCE para prospectar alternativas para a engenharia financeira do empreendimento. De fato, em 15/12/2015, a Diretoria Executiva da estatal aprovou manifestação favorável do representante da Eletrobras à contratação de tal assessoria (peça 74). No entanto, em reunião com os gestores, informou-se que até o momento não existem outras soluções para o financiamento.

105. Nesse contexto, verifica-se que, mesmo sem obter qualquer posicionamento de seu principal financiador, a Eletrobras anuiu com a assinatura pela CHN do contrato de licença de geração com o governo da Nicarágua (peça 68). O contrato passou a vigor em 28/2/2015, com a obrigação de que a usina entre em operação comercial até 28/2/2019, mas desde julho 2012 o enquadramento do Projeto junto ao BNDES estava cancelado. Embora houvesse uma nova consulta prévia formulada em outubro de 2014, o banco não havia se posicionado pela liberação do crédito, até porque – pelo menos, desde 2012 – as partes já estavam cientes de que a participação da MIGA poderia inviabilizar a concessão do crédito ou provocar restrições em sua eventual liberação.

106. Nesse sentido, constata-se que o Projeto original previa a execução das obras em 48 meses, logo, o cronograma já estaria com um atraso de treze meses. Ainda que o prazo de execução seja reduzido para quarenta meses, mediante a revisão dos projetos informada pela Eletrobras, o atraso já seria da ordem de cinco meses. Tal descompasso, além de implicar aumentos dos gastos pré-operacionais, acarreta a execução das garantias por parte do poder concedente, a aplicação de multas compensatórias pelo comprador da energia e a perda integral de receitas, frustrando a TIR e os demais ganhos projetados, como relatado pela própria CHN em carta ao BNDES (peça 71, p. 2).

107. Nesse sentido, o contrato de licença de geração firmado pela CHN com o Ministério de Energia e Minas, em nome do Estado da República da Nicarágua, publicado em La Gaceta – Diário Oficial da Nicarágua – em 3/3/2015 (peça 68), estabelece que as sanções administrativas e pecuniárias serão aplicadas na própria via administrativa pelo Ministério de Energia e Minas, sempre que ocorrer o descumprimento total ou parcial de qualquer obrigação contratual (cláusula 30º). Além disso, em caso de inadimplemento, a CHN pode perder a concessão, o que implicaria perda do valor de US\$ 1,2 milhão pagos pelos direitos da outorga (cláusula 14º), bem como na execução das garantias, cujo valor corresponde a aproximadamente US\$ 9,5 milhões (cláusula 13º).

Aprovação do contrato de geração pelo Conselho de Administração da Eletrobras sem que o negócio estivesse adequadamente estruturado e os riscos de financiamento tratados

108. Questionada sobre o conhecimento de tais conselhos acerca do atual estágio do contrato de licença de geração, isso é, sobre sua assinatura sem as garantias de aprovação do financiamento por parte do BNDES, a Eletrobras limitou-se a esclarecer que a celebração do contrato de geração fora autorizada pelo Conselho de Administração em 14/11/2014. Ressaltou-se, também, que não foi elaborado parecer pelo Conselho Fiscal (peça 78, p. 2).

109. Tal autorização deu-se com base somente no Plano de Negócios elaborado pela Deloitte (peça 65), o qual considerava como um dos principais parâmetros para a análise realizada a obtenção do financiamento sênior junto ao BNDES, em condições diferenciadas. Conforme já trazido e analisado na presente instrução, a referida operação de crédito não foi concluída, alterando significativamente as condições expostas no mencionado Plano de Negócios.

110. Faz-se mister, também, destacar que o Plano de Negócios não continha uma análise de riscos sob a óptica exclusiva da Eletrobras, mas sim uma verificação dos riscos envolvidos na execução da UHE Tumarín como um todo, considerando somente a figura da CHC. Em que pese a existência de uma análise individualizada do retorno financeiro para cada um de seus acionistas, não

há qualquer menção ao processo de contratação da empresa epecista, quão menos aos termos presentes no Acordo de Cooperação e no Acordo de Acionistas.

111. Outrossim, vê-se que aspectos relevantes para a estatal não foram considerados pelo Conselho de Administração da Eletrobras quando da sua decisão de autorizar a celebração do contrato de Licença de Geração, uma vez que tal ação do conselho embasou-se no Plano de Negócios elaborado por consultoria contratada (Deloitte). Não foram avaliadas a contento questões sensíveis e fundamentais à viabilidade do empreendimento para a Eletrobras (exclusivamente), como a estruturação do financiamento e a exposição da estatal a riscos decorrentes da assunção de obrigações fixadas pelos termos do Acordo de Cooperação e do Acordo de Acionistas.

II.2.2. Ausência de ações efetivas por parte da Eletrobras no sentido de garantir que o preço e as condições de referência para o contrato EPC estejam compatíveis com o mercado

112. A Eletrobras não analisou adequadamente o preço de referência do contrato EPC. Limitou-se a realizar exame expedito de custos. Em verdade, a estatal deveria ter – por si ou por consultor – providenciado o orçamento base, a garantir que o contrato celebre-se em condições de mercado e a mitigar o conflito de interesses estabelecido entre as sócias em função da execução do EPC por sua parceira privada, nos termos da cláusula 2.5.3 do acordo de acionistas. Tal fato dá margem à transferência de ganhos indevidos ao parceiro privado epecista.

113. Entretanto, apurou-se que o preço de referência fora levantado pela PCE Engenharia a pedido da CHN, de forma que não há como se afirmar que a CQG – que gere a SPE – não teve acesso a tal documento. A Construtora, por sua vez, elaborou seu próprio orçamento, o qual, calha ressaltar, anotou valor bem semelhante àquele apurado pela PCE (3% de diferença), conforme se verifica do Relatório de Acompanhamento do Projeto Tumarín de 2011 (peça 87, p. 5). A Eletrobras, por seu turno, limitara-se a realizar uma análise expedita sobre os custos do empreendimento, conforme se verifica na Nota Técnica EGG-005/2011, de 18/3/2011 (peça 62).

Limitações inerentes à análise de custos empreendida pela Eletrobras

114. Para se ter uma ideia da limitação enfrentada pelos técnicos da Eletrobras, transcreve-se a seguir trecho relativo à declaração de escopo da análise expedita (peça 62, p. 3):

‘Ressalta-se, no entanto, que não foram analisados alguns aspectos que podem ser de relevância no orçamento de usinas hidrelétricas, tais como:

- a) os quantitativos de todos os serviços (obras civis e montagens eletromecânicas) e custos referentes a equipamentos;*
- b) análise detalhada dos custos indiretos;*
- c) análise das composições analíticas de serviços;*
- d) avaliação dos serviços propostos para execução da obra, no sentido identificar excesso ou ausência de serviços;*
- e) avaliação do custo dos insumos cotados pela PCE;*
- f) avaliação da metodologia de elaboração do orçamento de referência adotado pela PCE;*
- g) análise do projeto básico, bem como do planejamento executivo dos serviços, itens sobre os quais se baseia o supracitado orçamento;*
- h) avaliação do JDC (Juros Durante a Construção);*
- i) avaliação dos custos ambientais.’*

115. Reduziu-se o escopo por causa da indisponibilidade de tempo e de meios para a realização do trabalho nos moldes condizentes com a complexidade do orçamento elaborado pela consultoria, a teor do que declaram os mesmos pareceristas (peça 62, p. 3):

‘O orçamento elaborado pela PCE requer uma análise coerente com detalhamento apresentado no relatório, com uma avaliação mais aprofundada dos custos unitários e dos itens não contemplados descritos acima. No entanto, o exíguo prazo dado para realização desta análise e a falta de um banco de dados de custos unitários compatíveis com o empreendimento impossibilitaram o desenvolvimento da presente análise com maior precisão e detalhamento. Além disto, os desenhos

disponibilizados em meio digital estavam todos no formato PDF, o que dificultou a verificação de quantitativos.’

116. Como se vê, realizou-se a análise às pressas e sem a disponibilidade de recursos técnicos adequados. Os analistas não dispuseram de banco de dados relativos a custos unitários compatíveis com o empreendimento nem sequer obtiveram os desenhos em meio digital apropriado (AutoCad), o que prejudicou o levantamento de quantitativos: ‘os desenhos foram verificados manualmente com a utilização de escala e impressões em folha A3 fora de escala’ (peça 62, p. 8).

Necessidade de aprofundamento da análise de custos e eventuais excedentes globais mascarados

117. Portanto, o preço de referência apurado pela PCE Engenharia pode conter erros ou excedentes globais diluídos, de acordo com análise da própria Eletrobras. O custo índice apurado na análise expedita indica que a instalação da UHE Tumarín custaria 60% mais que a UHE Inambari, no Peru, ou 38% mais que a UHE Santo Antônio do Jari, localizada entre os estados do Pará e do Amapá. Em relação a fontes alternativas de geração (eólicas, biomassa e PCHs), cuja implantação demandaria maior investimento, a discrepância seria da ordem de 200% (peça 62, p. 4).

118. Nesse sentido, embora tenha-se tomado por aceitável o orçamento elaborado pela PCE Engenharia, a discrepância do custo índice da obra fez com que os analistas recomendassem o aprofundamento dos estudos sobre o preço paradigma, nos seguintes termos (peça 62, p. 4):

‘(...) com o custo índice elevado as seguintes suposições e recomendações devem ser consideradas para se ter uma maior confiabilidade no orçamento:

a) as estruturas podem estar muito robustas e/ou com taxas de cimento e aço muito elevadas, no entanto, a avaliação do dimensionamento das estruturas do projeto não fez parte do escopo da análise orçamentária. Cabe ressaltar que a avaliação e acompanhamento do projeto foi realizado pela CHESF;

b) os demais quantitativos analisados podem estar sobrecarregados acarretando aumento no custo total;

c) os custos unitários adotados como referência para comparação com os custos do OPE gerado pela PCE apresentam grandes diferenças. A adoção de custos unitários mais adequados às características técnicas específicas do projeto pode revelar algum excedente no custo total do orçamento da PCE;

d) o itens não contemplados nesta análise, descritos no capítulo 2, se analisados, trarão maior confiabilidade na avaliação dos custos de implantação da usina.

119. Em arremate, os pareceristas afirmam que o orçamento apresentado pela PCE Engenharia contém um grande volume de dados e um complexo grau de detalhamento que, como visto, é incompatível com a análise expedita que se fez. Por isso, concluem que: ‘não se pode excluir a possibilidade de algum excedente no custo global do empreendimento estar diluído nos quantitativos ou nos custos unitários’ (peça 62, p. 9).

120. Nesse contexto, a Eletrobras informou que a avaliação expedita consubstanciada na Nota Técnica EGG-005/2011 fora atualizada e substituída pelo relatório ‘Aspectos Técnicos de Engenharia – Relatório Executivo’ (peça 77, p. 3). No mais, encaminha o Relatório IRENA (Internacional Renewable Energy Agency) – Renewable Power Generation Costs in 2014 – Janeiro/2015 (peça 67).

121. O relatório substitutivo não apresenta qualquer análise de custos. Seu tópico 7, que trata do orçamento da obra, simplesmente admite a justeza do preço de referência e destaca que o valor é decorrente de especificidades da construção, como falhas geológicas, robustez das estruturas civis do arranjo compatíveis com as condições locais; e de limitações decorrentes da locação da obra em sítio carente de infraestrutura básica, conforme segue (peça 91, p. 7):

‘Os custos, apresentados na Tabela 01, são referentes ao projeto básico do AHE Tumarín considerando a data-base de outubro/2010. Esses valores decorrem, dentre outras razões, de adequações de seu arranjo à falha geológica existente na margem esquerda do rio Grande de Matagalpa, da robustez das estruturas civis do arranjo compatíveis com as condições orográficas, geológicas, sísmicas, hidrológicas e hidráulicas locais, bem como da localização desse

empreendimento em região carente de infraestrutura básica e afastada dos grandes centros populacionais.’

122. *Em complemento a suas respostas, a Eletrobras informa que em agosto de 2011 a CHC teria contratado a consultoria FRC França Riberio Consultoria Ltda. para análise do orçamento das obras civis do empreendimento (peça 79). Primeiramente, registra-se que a Eletrobras não disponibilizou tal exame à equipe de auditoria, fato que será retomado em tópico específico sobre a sonegação de informações à equipe de auditoria. Ademais, o que se espera é uma análise independente da estatal, o que tem respaldo inclusive no acordo de acionistas, não sua anuência a análises oriundas da SPE.*

123. *Ademais, ressalta-se que, mesmo comparado ao custo médio levantado pela publicação internacional juntada pela Eletrobras, no valor aproximado de US\$ 2.800/kW (peça 67, p. 125), o custo índice apurado pela PCE Engenharia, equivalente a cerca de US\$ 3.800/kW, estaria com uma margem em torno de 35%. O fato é que a análise sobre o custo índice do empreendimento não abarca suas especificidades, mas está a corroborar as recomendações dos pareceristas da Eletrobras no sentido de que o exame do preço de referência deve ser pormenorizado.*

124. *Nesse sentido, considerando-se especialmente o ambiente de risco em que se estabeleceu a execução do EPC, caberia e cabe à Eletrobras verificar exaustivamente sua compatibilidade com os valores de mercado e, no entanto, o exame expedito que se realizou não cumpre este papel. Tal procedimento mostra-se ainda mais urgente ao se considerar as notícias trazidas pelo MPTCU no sentido de que os acordos de leniências firmados na CGU apontam a existência de sobrepreço no investimento em Tumarín para o pagamento de propinas.*

Desvalorização do Real frente ao Dólar

125. *Ademais, constatou-se que o orçamento não se ajustou em função da desvalorização da moeda brasileira. A referência de preços é de 2010, segundo Nota Técnica EGG-005/2011 (peça 62, p. 4) e a taxa de câmbio foi de R\$ 1,6812 por dólar, como consta da mesma nota (peça 62, p. 3), que trata de avaliação expedita da Eletrobras sobre o orçamento base elaborado pela PCE Engenharia. O câmbio atual é da ordem de R\$ 3,75 (45% de desvalorização), como a maior parte dos insumos serão exportados do Brasil, haverá uma considerável redução do preço final em dólares.*

126. *Nesse sentido, verifica-se que o financiamento esperado do BNDES é da ordem de US\$ 512 milhões, o que representa 61% do valor total do EPC. Assim, considerando-se – por mera hipótese – um índice de nacionalização de 60%, teríamos 37% do valor total contratado, ou US\$ 310 milhões, impactado pelo câmbio nacional. Dessa forma, aplicada a desvalorização cambial de cerca de 45%, tal parcela atualizada não custaria mais do que US\$ 140 milhões, o que representaria uma diferença de US\$ 170 milhões. Sem nem mencionar que igual raciocínio pode ser aplicado aos insumos que serão adquiridos na Nicarágua. É certo, portanto, que a variação cambial impacta o custo do contrato EPC e, por isso, deve ser considerada na revisão do orçamento paradigma.*

Alterações unilaterais por parte do governo nicaraguense (Ley 695)

127. *Por fim, consigna-se que a análise do EPC não contempla a integralidade das alterações efetuadas na Lei Especial para o Desenvolvimento do Projeto Hidrelétrico Tumarín, Ley 695. Editou-se tal normativo em 1/7/2009, que se alterou pela Ley 816, em 13/11/2012 e, finalmente, pela Ley 878, em 17/9/2014. Entretanto, o plano de negócios do Projeto atualizou-se com data base em 30/4/2014 (peça 65, p. 1).*

128. *Inicialmente, a Ley 695 (peça 82, p. 9) previa que o Sistema Secundário de Transmissão (SST), de cerca de oitenta quilômetros, que interligará a usina a seu ponto de entrega em Mulukukú, seria de responsabilidade da CHN. Além disso, a expansão, reforma e manutenção da estrada de acesso também seriam de responsabilidade da concessionária. No mais, caberia à CHN a execução das obras de reforço necessárias no Sistema Nacional de Transmissão (SNT), para assegurar que a produção da usina tivesse acesso físico e comercial adequado (art. 18).*

129. *Em seguida, a Ley 816 (peça 83, p. 5-6) estabelece ser de responsabilidade da Nicarágua a construção das obras do SST, bem como a execução das obras de reforço no SNT, visando à entrega*

de energia no mercado nacional e regional. O governo assume também a execução das obras de expansão, adequação e manutenção da estrada de acesso, cerca de cinquenta quilômetros entre o povoado de São Pedro do Norte e o local do Projeto. No mais, compromete-se a promover as obras de infraestrutura necessárias ao suprimento das obras, sejam viárias ou portuárias (art. 18, 'd').

130. Por fim, a Ley 878 (peça 84, p. 5) assenta que a responsabilidade pela execução do SST será da concessionária e ressalta que o sistema deverá ser executado em duas linhas independentes, o que não havia sido previsto anteriormente. Ademais, estabelece que a responsabilidade pelas obras na estrada de acesso também será da CHN (art. 18). Nada há de novo quanto às obras de reforço do SNT e de adequação da infraestrutura viária e portuária, que, portanto, cabem ao governo.

131. Dessa forma, verifica-se que os custos com as obras da estrada de acesso já constavam do orçamento de 2010, uma vez que a alteração legislativa mais recente simplesmente restabelece a situação a quo; por outro lado, não se considerou em 2010 a execução das duas linhas de transmissão de forma independente, isso é, previu-se o sistema secundário, mas não em linhas isoladas, tal como menciona a própria Eletrobras em resposta ao Ofício de Requisição 004-21/2016 (peça 77, p. 2). Por outro lado, previu-se o reforço no SNT na data base do orçamento, mas se retirou tal serviço do escopo cabível à concessionária, de forma que se deve atualizar o Projeto para contemplar tal ajuste.

II.2.3. Existência de cláusula de bônus na minuta do EPC incompatíveis com o nível de conhecimento dos projetos pela estatal

132. A minuta do EPC contém cláusulas que possibilitam o pagamento de bônus à epecista em decorrência de melhorias no projeto que impliquem na diminuição de custos de implementação ou na redução do prazo prevista para a execução das obras, conforme informado pela Eletrobras (peça 75, p. 8). Assim, por exemplo, caso a epecista encontrasse uma solução que viabilizasse a execução das obras em prazo inferior a 48 meses, receberia parte das receitas geradas por antecipação. A utilização deste tipo de recurso pode ser eficiente se a contratante tiver pleno domínio do projeto, o que não ocorre na espécie.

133. Nessa direção, verificou-se que a Engevix elaborou o projeto básico sob a supervisão da CQG, gestora da CHC. A Eletrobras fez apenas uma revisão dos elementos do projeto de engenharia com o auxílio da Chesf (peça 61). O fato de o cronograma das obras ter sido diminuído em oito meses, antes mesmo da contratação do EPC, demonstra que há folgas no projeto que poderiam ter sido revertidas em ganhos indevidos ao epecista.

134. Assim também poderiam haver reduções no custo da obra em função da diminuição das margens que podem estar inseridas no preço elaborado pela PCE Engenharia, já que a Eletrobras não se certificou de que o preço de referência do EPC, de fato, alinha-se ao mercado, como mencionado acima.

II.2.4. Apuração dos valores investidos pela CQG na CHC, para fins de aquisição pela Eletrobras de sua cota-parte na SPE, com base em avaliação limitada

135. A participação da Eletrobras na SPE pode ter-se realizado em valores acima da parcela realizada pela CQG. É que a estatal aportou valor correspondente aos gastos, até então, efetuados pela parceira privada, mas não se certificou de que estes valores correspondessem aos preços de mercado. Tal verificação era essencial em função do ambiente de risco em que se deram as contratações efetuadas sem sua participação, que incluía ajustes com partes relacionadas.

136. A Eletrobras reconheceu o valor de US\$ 5.308.178,62 como investimentos da CQG na CHC, obrigando-se a aportar, como de fato aportou, igual montante como sua contrapartida para a aquisição de 50% das ações da SPE. Tal se deu com base em parecer do seu órgão de controle interno, inserido no Relatório de Auditoria 003/2010, de 4/2/2010 (peça 60). Entretanto, tal análise não abordou a justeza dos preços dos contratos firmados pela CHC, mesmo sabendo que todos os quatro contratos analisados tinham sido pactuados com parte relacionada, Queiroz Galvão Internacional (QGI). Tampouco imiscuiu-se na qualidade dos serviços prestados no âmbito de tais contratações.

137. Basicamente o relatório de auditoria menciona os quatro contratos firmados com a QGI com vistas à realização dos estudos de viabilidade prévia do Projeto Tumarín, incluindo, mas não se limitando, a serviços de consultoria técnica, jurídica, empresarial, financeira e de comunicação, cujo montante contratado equivalia a US\$ 6,65 milhões. Além disso, pondera sobre o avanço físico e financeiro dos serviços com base em medições e faturas emitidas pela QGI e conclui que os valores aportados pela CQG correspondiam a US\$ 5.308.178,62, os quais, inclusive, já haviam sido registrados no balanço patrimonial da CHC, como ativo diferido.

138. Entretanto, os auditores internos registraram a seguinte ressalva no relatório de auditoria (peça 60, p. 6): 'o trabalho não levou em consideração se os serviços contratados pela CHC, tiveram seus preços acordados justamente ou se foram executados a contento'. Ora, o cenário de risco em que foram celebrados os contratos (parte relacionada) estava a exigir justamente que a auditoria se certificasse de que os contratos haviam sido firmados em condições de mercado, mas isso não foi feito.

139. Assim, não há como afirmar-se que os preços dos contratos pactuados entre a CQC e a QGI não contivessem sobrepreço, o que teria levado a Eletrobras a aportar recursos em montante superior àqueles efetivamente sacrificados pela CQG, uma vez que eventuais valores excedentes pagos pela CHC retornariam ao caixa do Grupo Queiroz Galvão, por meio da QGI.

II.2.5. Realização de despesas com publicidade e propaganda no Projeto Tumarín fora dos propósitos de suas SPEs e outros gastos realizados com irregularidades contratuais

140. O Relatório de Auditoria 006/2015 (peça 69) aponta a realização de despesas de natureza diversa à finalidade da SPE, a ocorrência de sucessivas alterações contratuais mediante a ampliação de objeto e a ocorrência de pagamentos sem a devida cobertura contratual.

141. Constatou-se um gasto da ordem de US\$ 684.719,14 com publicidade, propaganda e patrocínio, realizado entre 2009 e 2014, cuja natureza, segundo o entendimento da equipe de auditoria, é incompatível e 'totalmente diversa ao objetivo e finalidade da Sociedade de Propósito Específico que se instituiu' (peça 69, p.12). No Relatório de Auditoria 032/2015, de 11/11/2015 (peça 73), o controle interno da estatal esclarece que se gastou US\$ 39.230,57 no primeiro trimestre de 2015 com propaganda e patrocínio. Pontua que, deste total, US\$ 22.522,55 referem-se a obrigações legais de publicação da Licença de Geração em três diários de circulação nacional, e que se aplicou o remanescente em ações socioambientais, mas não há esclarecimentos sobre a legitimidade dos gastos realizados entre 2009 e 2014.

142. Além disso, apurou-se que três contratos firmados pela SPE com a QGI sofreram aditivos de prazo e de valor. O contrato CHC-4994 teve um acréscimo de 132%, chegando ao valor final de US\$ 8.890.000,00; o contrato CHC-4996 sofreu um reajuste da ordem de 479%, passou de um valor global de US\$ 480.000,00 para US\$ 2.780.000,00; o contrato CHC-4997 acresceu-se em 57%, alcançando o valor total de US\$ 2.360.000,00. O Relatório de Auditoria 032/2015 é omissivo quanto a isso. Não há análises da auditoria interna acerca da economicidade e da legitimidade destes aditivos.

143. No mais, constatou-se que se realizaram pagamentos sem a devida cobertura contratual. Apontou-se no Relatório de Auditoria 006/2015 que se pagou o valor de US\$ 938.884,18 à Construtora MECO S.A, relativo a serviços de recuperação e construção da estrada de acesso ao sítio das obras, bem como o montante de US\$ 1.521.034,66 a favor da QGI, por serviços de consultoria.

144. Embora o relatório da auditoria interna indique que se sanaram algumas destas não-conformidades, esta Secretaria ficou impossibilitada de analisar a legitimidade e a economicidade de tais contratos, aditivo e pagamentos. Isso porque a Eletrobras nega-se a apresentar as informações solicitadas acerca destes eventos, como detalhado em tópico próprio acerca da sonegação de dados.

II.2.6. Conclusão do achado

145. Os princípios básicos de governança pública e corporativa reclamam uma atuação mais efetiva da estatal no que se refere ao aprofundamento da análise do plano de negócio do Projeto Tumarín. Não é admissível que um investimento desta monta e com potenciais riscos de desvios e fraudes não tenha seus estudos analisados periodicamente pelo investidor público, não se concebe que

a estatal sequer tenha se assegurado de que o principal contrato do investimento fosse celebrado em condições de mercado e que tenha se comprometido com a licença de geração sem as devidas cautelas quanto à disponibilidade do crédito nas condições projetadas.

146. Tais ocorrências indicam uma possível violação ao cumprimento ao dever de diligência por parte dos agentes responsáveis, consoante estabelecido no art. 153 da Lei 6.404/1976: 'o administrador da companhia deve empregar, no exercício de suas funções, o cuidado e diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração dos seus próprios negócios'.

147. No relatório precedente ao Acórdão 2.824/2015-TCU/Plenário, de 4/11/2015, extrai-se consolidação doutrinária elaborada pela SeinfraPetróleo em que se explicitam os contornos do conceito de dever de diligência fundamentados no dispositivo mencionado:

'Esse dispositivo estabelece o zelo, a cautela, o cuidado no agir, como conduta obrigatória por parte do administrador de uma S.A. Não só define o cuidado como padrão de comportamento, mas também indica o grau de zelo que deve ser empregado. A baliza para atestar a diligência do administrador é o comportamento de homem austero, íntegro e atuante ao gerir seus próprios negócios. É exigido que se administre o recurso de terceiros, como se seus fossem, com a mesma agilidade, competência e atenção'. (grifou-se)

148. Ainda nesse sentido, o administrador tem o dever de informar os atos relevantes de sua gestão. O art. 157 da Lei 6.404/1976 chega a determinar que certos atos sejam comunicados à CVM e à imprensa. Por isso, o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da estatal, além de outros órgãos de orientação estratégica e de controle, devem ser cientificados das decisões relevantes tomadas pela SPE, especialmente, quanto a eventuais consequências danosas que delas possam advir.

149. Nesse sentido, propor-se-á a oitiva da estatal para que se manifeste acerca da ausência de atualização do plano de negócios do investimento e da existência dos danos potenciais acima indicados, em especial, a respeito das providências adotadas ou por implementar que possam afastar tais ocorrências, manifestando-se necessariamente sobre:

149.1. ter anuído, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN sem se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, inclusive, quanto aos impactos desta falha para o negócio em si e para o desempenho da estatal, e também sem avaliar devidamente os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;

149.2. a ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC do Projeto Tumarín, inclusive, quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações das premissas do Projeto pelo governo da Nicarágua;

149.3. a inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal se assegurasse de que o projeto básico não contivesse margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio do mecanismo de bônus;

149.4. a ausência de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela CQG antes de sua entrada no negócio;

149.5. a realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e de contratos e aditivos com irregularidades.

150. Propor-se-á, ademais, que o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da estatal sejam cientificados do teor desta instrução, especialmente, para que tomem conhecimento de que a estatal pode sofrer prejuízo oriundo da assinatura do contrato de geração pela CHN sem que os acionistas obtivessem garantias de que a concessão de crédito para o negócio seria concretizada.

II.3. A estrutura de controles e de governança da Eletrobras é insuficiente para mitigar riscos relevantes e inerentes ao Projeto da UHE Tumarín

151. Concluiu-se, a partir dos elementos colhidos em inspeção, que a estrutura de gestão de riscos utilizada pela Eletrobras no âmbito deste Projeto Tumarín é deficiente, embora não se tenha realizado testes sobre os controles internos do Projeto, em função do recorte planejado para o escopo do presente trabalho. Há uma série de fatores de riscos que exigem controles rigorosos da estatal

sobre as atividades que envolvem este investimento – tal como a realização de contratos com partes relacionadas e as cláusulas do acordo de acionistas que restringem as ações da estatal na gestão e no controle do negócio –, mas isso não se efetiva na prática.

152. O gerenciamento de riscos é um 'processo conduzido pelo conselho de administração, pela diretoria executiva e pelos demais empregados, e aplicado no estabelecimento de estratégias por meio de toda a organização', com a finalidade de alinhar os riscos do negócio ao apetite a riscos da corporação e possibilitar 'um nível razoável de garantia em relação à realização dos seus objetivos', de acordo com o COSO II – Gerenciamento de Riscos Corporativos – Estrutura Integrada.

153. O modelo estabelece, ainda, que o processo de gestão de riscos é composto por oito componentes inter-relacionados e expressam a forma como a organização gerencia seus negócios. De acordo com o COSO II, 'os componentes são associados e servem de critério para determinar se o gerenciamento de riscos é eficaz ou não'.

154. Nesse contexto, assenta-se que nada se coletou em inspeção a demonstrar que a Eletrobras tenha elaborado um plano de gestão de riscos para os investimentos em Tumarín. Isso é, esperava-se uma análise própria da Eletrobras sobre os riscos da parceria com a CQG, em especial, quanto aos termos do acordo de acionistas, estruturação e gestão do negócio. O relatório elaborado pelo CCPT em 28/6/2011 (peças 86 a 88), no qual se baseou a decisão pela continuidade da Eletrobras no Projeto, não contém elementos atinentes aos riscos a serem suportados pela Eletrobras. Embora exista um tópico próprio sobre gestão de riscos (Capítulo 9), o conteúdo de tal análise refere-se aos riscos intrínsecos do empreendimento, sob a perspectiva da SPE. Não há menção aos riscos próprios da estatal.

155. Nesse sentido, apresenta-se a seguir a definição de todos os componentes do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, acompanhada de análise acerca das ações perpetradas pela Eletrobras para cada um dos elementos de gestão de riscos.

156. O ambiente interno é o primeiro componente do processo de gestão de riscos mencionado pelo modelo conceitual, que assim o descreve:

'O ambiente interno abrange a cultura de uma organização, a influência sobre a consciência de risco de seu pessoal, sendo a base para todos os outros componentes do gerenciamento de riscos corporativos, possibilita disciplina e a estrutura. Os fatores do ambiente interno compreendem a filosofia administrativa de uma organização no que diz respeito aos riscos; o seu apetite a risco; a supervisão do conselho de administração; a integridade, os valores éticos e a competência do pessoal da organização; e a forma pela qual a administração atribui alçadas e responsabilidades, bem como organiza e desenvolve o seu pessoal'. (grifou-se).

157. Neste ponto, verificou-se que o ingresso da Eletrobras no empreendimento deu-se em um momento em que a estatal ainda estruturava a superintendência de negócios no exterior e sem que detivesse expertise sobre este tipo de negócio, como já relatado nesta instrução. Portanto, infere-se que o ambiente interno não era adequado na ocasião em que se decidiu pelo investimento em Tumarín. A Eletrobras não implementou uma filosofia administrativa sobre a gestão da SPE, sequer foram definidos os riscos do empreendimento e a forma como a Eletrobras se protegeria de tais eventos. Em verdade, somente em 2015 é que a estatal elaborou seu manual sobre a gestão de SPEs, o qual, ainda assim, não se aplicaria às SPEs constituídas no exterior, segundo ela mesma informa.

158. Por outro lado, apurou-se que a gestão da SPE está imersa na filosofia e na cultura administrativa do parceiro privado. Não há imposição pela Eletrobras de sua cultura e filosofia de administração – gestão pública – sobre o empreendimento, de acordo com o reportado por seu controle interno, Relatório de Auditoria 006/2015 (peça 69, p. 17): 'a CHN pratica, rotineiramente, ações herdadas da CQG, ou seja, à identidade da CQG, sendo necessário adequar-se à realidade de uma SPE que tem como sócia a Eletrobras, e portanto, recursos públicos investidos'. [grifou-se].

159. Consta, ainda, no Relatório de Auditoria 032/2015 (peça 73, p. 14) que: 'a Eletrobras mantém uma paridade societária com a Construtora Queiroz Galvão – CQG que não se traduz

quando do exercício de funções-chave para as tomadas de decisão no âmbito do cotidiano empresarial da CHN. [grifou-se].

160. Ainda nesse sentido, o órgão de controle interno apurou uma carência de instrumentos de governança no âmbito da realização do Projeto (peça 73, p. 27-28):

‘Da análise dos processos de negócios da CHN, verificou-se a carência de políticas e procedimentos, formais, essenciais para o aprimoramento da governança. Sob a perspectiva das melhores práticas de governança corporativa, e tendo em vista a materialidade dos valores envolvidos nos processos de negócio e sua relevância para o cumprimento da missão da empresa, entende-se que o processo de governança corporativa é imprescindível para melhoria do desempenho empresarial e para dar transparência às ações da gestão administrativo financeira, bem como para conferir uma maior identidade da Eletrobras ao negócio. Os riscos devem ser gerenciados, também, garantindo o ambiente de controles internos adequado, sem prejuízo a interação com os processos de gestão, o que poderia acarretar ineficiências na definição dos objetivos, no monitoramento dos resultados e nas tomadas de decisão’.

161. Por fim, a auditoria interna recomenda à Eletrobras que regulamente mecanismos de gerenciamento e controle adequados pelo fato de a CQG, sócia da Eletrobras na SPE, também atuar como fornecedora no empreendimento. Destaca, ainda, o Relatório de Auditoria 006/2015 (peça 69, p. 29) a necessidade de instituir-se as diversas instâncias de governança corporativa, em especial, o Conselho Fiscal que, até então, não havia sido constituído.

162. Em nova auditoria, realizada em 11/11/2015, o controle interno apurou que perduravam as fragilidades do sistema de governança corporativa. O Conselho Fiscal havia sido instituído, mas sua atuação ainda era ineficaz, conforme Relatório de Auditoria 032/2015 (peça 73, p. 10):

‘Em relação à carência de aprimoramento da governança corporativa, cumpre destacar necessidade de atuação mais efetiva do Comitê de Vigilância (equivalente ao Conselho Fiscal), constituído em 28.01.2015, mas que só teve sua primeira reunião em 27.10.2015. A instauração dos comitês de gestão e ética, bem como a elaboração do Código de Conduta juntamente no processo de implantação do Programa de Compliance da empresa, com previsão de constituição para dezembro de 2015, também se fazem necessários’.

163. Ou seja, as análises efetuadas pela auditoria interna da estatal demonstram que a estrutura de governança é deficiente, a Eletrobras não atua com efetividade no processo decisório do empreendimento e nem mesmo no controle da SPE, uma vez que o funcionamento do Conselho Fiscal não é efetivo, além de ter sua composição formada pela maioria de membros indicados pela CQG.

164. A fixação de objetivos é o segundo componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:

‘Os objetivos são fixados no âmbito estratégico, estabelecendo uma base para os objetivos operacionais, de comunicação e o cumprimento de normas. Toda organização enfrenta uma variedade de riscos oriundos de fontes externas e internas, sendo a fixação de objetivos um pré-requisito à identificação eficaz de eventos, a avaliação de riscos e resposta a risco. Os objetivos são alinhados com o apetite a risco, o qual direciona os níveis de tolerância a riscos para a organização’. (grifou-se)

165. Neste aspecto, apurou-se que a Eletrobras não definiu claramente quais seriam os objetivos do negócio, tanto é que elaborou o planejamento estratégico atinente à internacionalização dos negócios da empresa somente após sua adesão ao Projeto Tumarín, como já relatado nesta instrução. Nada obstante, extrai-se dos elementos colhidos em inspeção que a estatal objetiva com o negócio o aproveitamento de sua atratividade econômica, utilizando-se da estratégia de aproveitar-se da expertise de empreiteiras brasileiras com atuação internacional.

166. Menos ainda se apresentou acerca dos objetivos correlatos. Não se estabeleceram metas claras de desempenho operacional para a implementação do empreendimento. As ações realizadas pelos agentes da Eletrobras são simplesmente acompanhadas por seu Conselho de Administração, não há marcos pré-definidos para a concretização do negócio, o que pode culminar na má aplicação

dos recursos alocados. Segundo o modelo conceitual, o estabelecimento de objetivos operacionais possibilita a marcação de ‘um ponto de referência para o direcionamento dos recursos alocados’. E arremata: ‘se os objetivos operacionais de uma organização não forem claros ou adequadamente formulados, os seus recursos poderão ser mal aproveitados’.

167. A identificação de eventos é o terceiro componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:

‘A administração identifica os eventos em potencial que, se ocorrerem, afetarão a organização e determina se estes representam oportunidades ou se podem ter algum efeito adverso na sua capacidade de implementar adequadamente a estratégia e alcançar os objetivos. Eventos de impacto negativo representam riscos que exigem avaliação e resposta da administração. Os eventos de impacto positivo representam oportunidades que são canalizadas de volta aos processos de fixação das estratégias e dos objetivos. Ao identificar eventos, a administração considera uma variedade de fatores internos e externos que podem dar origem a riscos e a oportunidades no contexto de toda a organização’. (grifou-se).

168. Como já mencionado, não há um documento formal de análise de riscos pela Eletrobras quanto a sua participação no Projeto Tumarín, por isso, não há como se conhecer todos os eventos identificados pela Eletrobras. De toda sorte, o acordo de acionistas (peça 81) contém uma série de cláusulas que trazem riscos à estatal, tais como: a contratação da CQG como epecista, em virtude do conflito de interesses pela contratação de parte relacionada, e a entrega da gestão e do controle à parceira privada, que detém o poder de indicar a maioria dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, além de indicar seus presidentes, como já relatado nesta instrução. Consta, além disso, que eventuais controvérsias acerca do acordo serão resolvidas por meio de arbitragem internacional, no Panamá (Cláusula 14) e, ainda, que a disponibilização de informações a órgãos de controle depende de prévia anuência da parceira privada (Cláusula 13), o que restringe a atuação dos instrumentos de governança e de controle públicos brasileiros sobre o investimento.

169. Ademais, a CQG já estava instalada na Nicarágua há, pelo menos, três anos (período em que construiu uma geotérmica naquele país e ampliou seu conhecimento sobre o mercado local), ao passo que a Eletrobras não conhece o funcionamento daquele mercado e não tem estado presente na localidade. Isso, aliado ao fato de a CHC, gerida pela CQG, contratar volume significativo de recursos com partes relacionadas, representa um risco a ser considerado pela Eletrobras.

170. Ainda nessa direção, o conhecimento dos fatos relativos ao envolvimento da CQG no esquema criminoso identificado pela Operação Lava Jato é outro evento de risco que deveria ter sido considerado pela Eletrobras, uma vez que traz ao empreendimento a possibilidade de que se efetivem irregularidades semelhantes àquelas apuradas na operação, como destacado pelo MPTCU.

171. A avaliação de riscos é o quarto componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:

‘A avaliação de riscos permite que uma organização considere até que ponto eventos em potencial podem impactar a realização dos objetivos. A administração avalia os eventos com base em duas perspectivas – probabilidade e impacto – e, geralmente, utiliza uma combinação de métodos qualitativos e quantitativos. Os impactos positivos e negativos dos eventos em potencial devem ser analisados isoladamente ou por categoria em toda a organização. Os riscos são avaliados com base em suas características inerentes e residuais’.

172. Quanto a este ponto, não se colheram documentos em que se infira eventual avaliação de riscos efetuada pela Eletrobras. Repisa-se: não se trata da avaliação do negócio a partir da perspectiva da CHC – que, de fato, realizou-se –, mas de análise própria da estatal quanto à sua participação.

173. A resposta a riscos é o quinto componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:

‘Após ter conduzido uma avaliação dos riscos pertinentes, a administração determina como responderá aos riscos. As respostas incluem evitar, reduzir, compartilhar ou aceitar os riscos. Ao considerar a própria resposta, a administração avalia o efeito sobre a probabilidade de ocorrência e o impacto do risco, assim como os custos e benefícios, selecionando, dessa forma, uma resposta que mantenha os riscos residuais dentro das tolerâncias a risco desejadas. A administração identifica as oportunidades que possam existir e obtêm, assim, uma visão dos riscos em toda organização ou de portfólio, determinando se os riscos residuais gerais são compatíveis com o apetite a riscos da organização’.

174. *Tal como não consta avaliação dos riscos perpetradas pela Eletrobras, assim também não há registro das respostas aos riscos a serem implementadas pela estatal. Refere-se aqui, repita-se, aos riscos sob a ótica da estatal. O negócio em si teve suas respostas a riscos definidas. Por exemplo, o risco político será compartilhado por meio da contratação da MIGA. Não se trata disso, mas sim de como a Eletrobras se preparou para os riscos de que seus interesses não fossem atendidos na execução do Projeto em parceria, realizando, por exemplo, análises detidas quanto à confirmação de que os contratos firmados pela CHC sejam feitos em reais condições de mercado.*

175. *A atividade de controle é o sexto componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:*

‘As atividades de controle são as políticas e os procedimentos que contribuem para assegurar que as respostas aos riscos sejam executadas. Essas atividades ocorrem em toda a organização, em todos os níveis e em todas as funções, pois compreendem uma série de atividades – tão diversas, como aprovação, autorização, verificação, reconciliação e revisão do desempenho operacional, da segurança dos bens e da segregação de responsabilidades’.

176. *Muito embora não exista um plano de controle formulado no contexto de um processo maior de gestão de riscos pela Eletrobras, há algumas ações de controle que foram objeto de análise pelo órgão de auditoria interna da estatal, além disso, vislumbra-se alguns pontos de controle que deveriam ter sido implementados. É sobre isso que se passa a discorrer.*

177. *De início, pontua-se que a complexidade do negócio, as circunstâncias em que se estabeleceu a parceria com a CQG e o ambiente interno de gestão da SPE exigiam, como ainda exigem, uma atuação contundente dos sistemas de controle da Eletrobras. Contudo, os relatórios de auditoria interna da estatal, assim como as apurações efetivadas no âmbito desta representação, evidenciam que tais ações estão aquém do esperado para os riscos do negócio pretendido.*

178. *O primeiro destaque refere-se à análise efetuada acerca dos valores já dispendidos pela CHC por ocasião da entrada da estatal no negócio. Tomaram-se os valores gastos como a parcela de participação da CQG na SPE, de forma que a Eletrobras fez contrapartida de igual montante para adquirir 50% do negócio. Ocorre que a avaliação efetuada pela auditoria interna da estatal não checkou a compatibilidade dos preços e a qualidade dos contratos celebrados pela CHC, mesmo ciente de que tais contratos foram firmados com parte relacionada, isso é, os gastos comprovados referem-se a medições e faturas pagas pela CHC à fornecedora Queiroz Galvão Internacional.*

179. *Ainda nessa direção, o Relatório de Auditoria 003/2010, de 4/2/2010 (peça 60) traz a seguinte observação: ‘o trabalho não levou em consideração se os serviços contratados pela CHC, tiveram seus preços acordados justamente ou se foram executados a contento’. [grifou-se].*

180. *Portanto, não se afastou o risco de que os contratos firmados com a QGI estivessem fora dos parâmetros de mercado, de forma que não se pode afastar a possibilidade de desvios em detrimento dos interesses da Eletrobras.*

181. *Outra questão que não se tratou devidamente refere-se ao risco de haver uma apropriação indevida de ganhos por parte da CQG na execução do EPC. Isso porque não se avaliou com o devido cuidado o preço e as condições de tal contrato – da ordem de US\$ 838 milhões. A estatal limitou-se a realizar uma análise expedita quanto aos custos do EPC, o que não se compatibiliza com a complexidade do negócio. O acordo de acionistas prevê que a Eletrobras responsabilizar-se-ia pela elaboração do preço de referência, precisamente para que se mitigassem os riscos decorrentes do*

conflito de interesses que se estabelecerá por ocasião da pactuação do EPC com a parceira privada, mas a Eletrobras, além de deixar de cumprir tal cláusula, sequer avaliou a contento o orçamento que lhe foi apresentado.

182. *Quanto à gestão e acompanhamento dos contratos, a auditoria interna trouxe informações relevantes que indicam a fragilidade dos controles da CHC nesta atividade. O problema, na verdade, é maior do que a fragilidade dos controles da SPE sobre a gestão de seus contratos: a Eletrobras não dispõe de mecanismos independentes de acompanhamento dos contratos celebrados pela CHC e sua subsidiária CHN. Tanto é assim, que somente se repassaram as informações solicitadas na presente inspeção sobre os principais contratos firmados pela CHC e CHN após a estatal solicitá-la à SPE. Era de esperar-se que o comitê coordenador do Projeto ou a própria superintendência de negócio no exterior mantivessem registro, ao menos, dos principais contratos e aditivos celebrados pela CHC e CHN, além de arquivar os relatórios de acompanhamento de tais pactos.*

183. *Ademais, o Relatório de Auditoria 006/2015 (peça 69) aponta a realização de despesas de natureza diversa à finalidade da SPE, a ocorrência de sucessivas alterações contratuais mediante a ampliação de objeto e a ocorrência de pagamentos sem a devida cobertura contratual, como detalhadamente explanado no tópico I.2.5 desta instrução.*

184. *Por fim, em resposta ao Ofício de Requisição 004-21/2016, de 16/2/2016 (peça 77), a Eletrobras esclarece que não se adotaram cautelas adicionais em função das notícias acerca do envolvimento da CQG na operação Lava Jato. A verdade é que não há cautelas próprias da Eletrobras sobre a gestão dos contratos da SPE. Seu acompanhamento realiza-se somente pelos representantes da estatal na CHC, como consta da resposta ao Ofício de Requisição 001-21/2016 (peça 75):*

‘O Projeto encontra-se ainda na fase de estruturação financeira e de implantação das ações socioambientais. Nesta fase, anterior ao início das obras, o acompanhamento do Projeto pela Eletrobras se dá através de seus representantes indicados, a saber, Diretores, Conselheiros de Administração e Fiscal (Comitê de Vigilância).’ (grifou-se)

185. *Informação e comunicação compõem o sétimo componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim os descrevem:*

‘As informações pertinentes são identificadas, coletadas e comunicadas de forma coerente e no prazo, a fim de permitir que as pessoas cumpram as suas responsabilidades. Os sistemas de informática geralmente empregam dados gerados internamente e informações de fontes externas, possibilitando, dessa forma, esclarecimentos para o gerenciamento de riscos e tomada de decisão baseadas em dados relacionados aos objetivos. A comunicação eficaz também ocorre ao fluir em todos os níveis da organização. Todo o pessoal recebe uma mensagem clara da alta administração, alertando que as responsabilidades do gerenciamento de riscos corporativos devem ser levadas a sério. Cada um entende a sua própria função no gerenciamento de riscos corporativos, assim como as atividades individuais que se relacionam com o trabalho dos demais. As pessoas deverão ter uma forma de comunicar informações significativas dos escalões inferiores aos superiores. Deve haver, também, uma comunicação eficaz com terceiros, como clientes, fornecedores, órgãos reguladores e acionistas.’

186. *Embora não se tenha realizado testes específicos sobre tal assunto, pode-se inferir que a disponibilização de informação e o sistema de comunicação utilizado pela Eletrobras no âmbito do Projeto Tumarín não são eficazes. Tome-se, como exemplo, o fato já relatado de a estatal não dispor prontamente das informações sobre os contratos firmados pelas SPEs na Nicarágua ou as cláusulas do acordo de acionistas que colocam obstáculos à Eletrobras para a disponibilização de informações a órgãos de regulação e controle. Foi justamente por causa dos termos pactuados no acordo de acionistas que a estatal negou-se a entregar documentos relativos ao empreendimento nesta inspeção. Ocorrência que será tratada em tópico específico.*

187. *Finalmente, o **monitoramento** é o oitavo componente do processo de gestão de riscos proposto pelo COSO II, que assim o descreve:*

'O gerenciamento de riscos corporativos é monitorado, avaliando-se a presença e o funcionamento de seus componentes ao longo do tempo. Essa tarefa é realizada mediante atividades contínuas de monitoramento, avaliações independentes ou uma combinação de ambas. O monitoramento contínuo ocorre no decurso normal das atividades de administração. O alcance e a frequência das avaliações independentes dependerá basicamente de uma avaliação dos riscos e da eficácia dos procedimentos contínuos de monitoramento. As deficiências no gerenciamento de riscos corporativos são relatadas aos superiores, sendo as questões mais graves relatadas ao Conselho de administração e à diretoria executiva'.

188. *Verificou-se a realização de duas auditorias pelo órgão de controle interno da Eletrobras. Entretanto, sem um plano de gestão de riscos formalizado, tais ações ficam limitadas. Além disso, esperava-se que a superintendência de negócios no exterior tivesse um acompanhamento a miúdo das ações efetivadas pelas SPEs no âmbito da execução do Projeto. Como já citado, a superintendência teve dificuldades em apresentar reportes sobre o andamento dos contratos firmados pelas SPEs. Além disso, não se vislumbraram ações efetivas de acompanhamento do Projeto por parte do CCPT, o qual foi criado com tal finalidade. O comitê apresentou relatório de acompanhamento do Projeto em 2011 e em 2014, contudo, a perspectiva de análise de tal comissão tem estado sobre a óptica da CHC e não sobre a visão da Eletrobras, como já mencionado nesta instrução. Tanto é assim, que o relatório de 2014 transcreve integralmente a análise realizada pela consultoria Delloitte, contratada pela CHC.*

189. *Nesse contexto, propor-se-á a oitiva da Eletrobras para que se manifeste sobre a ausência de processo de gestão de riscos adequados quanto à sua participação no Projeto Tumarín, conforme descrito na presente constatação, manifestando-se necessariamente sobre:*

189.1. *a ausência de processo de gestão de riscos da estatal sobre o empreendimento, repisa-se: não se trata da análise de riscos do negócio em si – o que se realizou pela CHC/CHN –, mas do exame dos riscos da própria estatal frente a consumação da parceria;*

189.2. *os achados de sua auditoria interna que indicam que a gestão da CHC/CHN espelham-se na gestão da CQG e que a estatal atua como mera coadjuvante nas tomadas de decisões sobre o empreendimento;*

189.3. *a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância da CHC/CHN (equivalente ao Conselho Fiscal no Brasil);*

189.4. *a ausência de cautelas adicionais por parte da estatal em função das notícias acerca do envolvimento da CQG no esquema criminoso desvelado pela Operação Lava Jato;*

189.5. *a ausência de controles efetivos da estatal sobre a gestão dos contratos da CHC/CHN, assegurando-se que seus contratos correspondam à realidade de mercado;*

II.4. Sonogação de Informações e Obstrução à Fiscalização do Projeto UHE Tumarín

190. *Cumpra salientar que a Eletrobras sonogou informações relevantes à análise do empreendimento. São dados relativos ao Projeto, ao orçamento das obras e à gestão dos contratos da CHC e CNH, em especial, quanto aos ajustes firmados com a Queiroz Galvão Internacional. A estatal sequer fundamentou sua negativa, antes limitou-se a encaminhar comunicação que recebera da CQG na qual a construtora exige a manutenção do sigilo destes dados, inclusive, em face do TCU. Estes fatos caracterizam violação aos termos do art. 42 da Lei 8.443, de 16/7/1992.*

191. *Os documentos e informações pendentes de atendimento constam da reiteração do Ofício de Requisição 001-21/2016-TCU/SeinfraElétrica, isso é, referem-se ao item nove e seguintes do Ofício de Requisição 008-21/2016-TCU/SeinfraElétrica (peça 45), a seguir transcritos:*

'9. Reiteramos os termos dos Ofícios de Requisição 001-21/2016 e 007-21/2016, para solicitar a Vossa Senhoria que disponibilize a esta equipe de fiscalização em meio digital, até o dia 30/3/2016, os seguintes documentos e informações:

FORMAÇÃO DO PREÇO DE REFERÊNCIA DO EMPREENDIMENTO

9.1. *orçamento detalhado do EPC, elaborado pela Eletrobras ou por consultor contratado (PCE Engenharia), bem como eventuais orçamentos elaborados pela CQG, além de documentos comprobatórios e informações destacadas sobre eventuais premissas de cálculos que*

possam justificar a discrepância entre o preço médio brasileiro e o custo médio particular da obra da UHE Tumarín (item 4.16 do Ofício de Requisição 01-21/2016);

9.2. informações sobre os valores de seguros e de reservas de contingência que eventualmente tenham impactado o valor do preço de referência do EPC (item 4.17 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.3. relatório de análise sobre o orçamento da obra realizado pela FRC França (item 4.18 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.4. projeto básico ou anteprojeto da obra que pautou a elaboração do orçamento do EPC e eventuais atualizações e/ou detalhamentos, inclusive, os relatórios e análises dos projetos, tais como o relatório da PCE 'UHE Tumarín - Análise Conceitual do Projeto Básico - PJ0792-B-R00-GR-RL-001-0A', de setembro/2010 (item 4.21 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.5. documentos e informações que indiquem os responsáveis pela elaboração do projeto e pelo orçamento do empreendimento (item 4.23 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA E CONTROLE DO PROJETO TUMARÍN

9.6. relatórios e documentos que demonstrem a evolução dos mecanismos de governança na SPE CHC e suas subsidiárias e da própria Eletrobras no acompanhamento do empreendimento em face das constatações da auditoria interna de março/2015, tais como:

9.6.1. estatuto social da SPE CHC e de suas subsidiárias (item 4.24.3 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.7. organograma de atribuições e responsabilidades pela gestão da SPE e também pelo acompanhamento do empreendimento no âmbito da Eletrobras, com a indicação dos principais atores envolvidos no projeto Tumarín, com registro de seus papéis, como exemplo: acionistas, subsidiárias, consultorias, projetos, engenharia do proprietário, etc. (item 4.26 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.8. relatórios de eventuais auditorias independentes realizadas sobre a gestão do empreendimento, ainda que parciais ou preliminares (item 4.27 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.9. processo que levou à assinatura do contrato com a Queiroz Galvão Internacional LTD, bem como do expediente em que se efetivou o aditivo de tal contrato, ou, na eventual inexistência de tais processos, os documentos em que constem os fundamentos e análises para a assinatura do contrato e do aditivo (item 4.28 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.10. relatório de pagamentos do contrato firmado com a Queiroz Galvão Internacional, em que conste, no mínimo: objetos de gastos, datas de pagamento e responsável pela liberação dos pagamentos, em especial, o representante da Eletrobras responsável pelas autorizações de gasto (item 4.29 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.11. indicação de eventuais cautelas ou controles adicionais na gestão do contrato celebrado com a QGI, tendo em vista a existência de conflito de interesse entre as partes (item 4.30 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.12. relatório de despesas efetuadas até o momento pela SPE CHC e suas subsidiárias, bem como a cadeia de responsabilidades pelos gastos, inclusive, a motivação para as despesas com publicidade e propaganda, conforme referido no Relatório de Auditoria Interna de março/2015 (item 4.31 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.13. lista de todos os contratos e aditivos firmados pela SPE CHC e suas subsidiárias em que conste no mínimo: número, fornecedor, objeto, vigência, valor global, valores pagos (item 4.32 do Ofício de Requisição 001-21/2016);

9.14. lista de todos os pré-contratos firmados pela SPE CHC e suas subsidiárias em que conste no mínimo: número, fornecedor, objeto, vigência, valor global, valores pagos (item 4.33 do Ofício de Requisição 001-21/2016)'. (grifos originais)

192. As informações e documentos listados nos itens de 9.1 a 9.5 referem-se a dados que seriam utilizados para aprofundar as análises quanto ao preço de referência do EPC. A sonegação destes

elementos reforça o que até aqui se expôs acerca dos riscos a que se submete a Eletrobras pela ausência de cuidados adequados na aferição das condições e preço do EPC, a garantir que seja celebrado em níveis de mercado. De um lado, o futuro contrato poder-se-á celebrar em meio a um flagrante conflito de interesses entre a estatal e sua parceira e, de outro, a estatal pouco, ou nada faz, para se acautelar de que o contrato tenha preços razoáveis. Tem-se que a sujeição da estatal à vontade da CQG neste aspecto corrobora o que se argumentou sobre sua condescendência em aceitar que a construtora estabeleça o preço do negócio em que ela mesma será contratada.

193. Os itens de 9.6 a 9.8 tratam de documentos por meio dos quais pretendia-se verificar o que se teve de evolução na estrutura de governança e de controles da SPE sobre o empreendimento e – importante frisar – da Eletrobras sobre a SPE. A estatal sequer apresentou as informações relativas à estrutura que mantém para o acompanhamento do empreendimento (item 9.7), a confirmar as conclusões anteriormente empreendidas no sentido de que a estatal não possui uma estrutura de governança e de controles adequados sobre o negócio.

194. Os itens 9.9 a 9.14 referem-se à gestão de contratos da SPE, em especial, desejava-se conhecer os termos dos acordos e aditivos firmados pela CHC e CHN com a Queiroz Galvão Internacional, tendo em vista que o conflito de interesse entre as partes pode afetar direitos subjetivos da estatal. Para se ter uma ideia, um dos contratos firmados com a QGI aditou-se de US\$ 3.840.000,00 para US\$ 6.050.000,000, mas teve desembolsos de US\$ 9.254.372,43. O contrato teria por objeto ‘Serv de Ingeniería y Consultoría Tec Especializada para lelaborac de los estúdios de viabilidade previa del PHY’ e os aditivos e pagamentos realizaram-se após o ingresso da Eletrobras no negócio. A sonegação das informações sobre os pagamentos e contratos da CHC/CHN impede qualquer análise sobre a legitimidade e economicidade do que se pactuou.

195. No mesmo sentido, insta lembrar que o próprio controle interno da estatal já apontava no Relatório de Auditoria 06/2015 (peça 69) gastos indevidos com publicidade e propaganda da ordem de US\$ 684.719,14. O pedido de informações e documentos sonegados (item 9.12) pretendia trazer aos autos as justificativas para os gastos de tal natureza e verificar os demais pagamentos, a fim de auscultar se existiriam outros indícios de pagamentos irregulares. A sonegação, portanto, impediu a análise pretendida pela equipe de fiscalização.

196. Em outro giro, registra-se que se solicitaram tais elementos pela primeira vez por meio do Ofício de Requisição 001-21/2016-TCU/SeinfraElétrica (peça 38), em 3/2/2016. Em 17/3/2016, remeteu-se correio eletrônico à auditoria interna da estatal, cobrando-lhe o atendimento integral do pedido. Por fim, remeteu-se o Ofício de Requisição 008/21/2016-TCU/SeinfraElétrica (peça 45), em 23/3/2016, por meio do qual reiterou-se o cumprimento dos itens pendentes do primeiro ofício de requisição até 30/3/2016. Em e-mail de 29/3/2016 a estatal informa que enviara nova comunicação à CHC na tentativa de conseguir a liberação das informações e solicita prorrogação do prazo de atendimento até 8/4/2016. Respondeu-se que o prazo não se poderia prorrogar em face do cronograma dos trabalhos da inspeção, mas que o processo ainda ficaria na Unidade por algum tempo, de forma que as informações poderiam ser enviadas assim que disponíveis. Fato é que, mesmo após 8/4/2016, a estatal não cumpriu os requerimentos.

197. Em síntese, consta da Carta CTA-PE-003/2016, de 26/2/2016 (peça 97, p.3-4), que a CQG remeteu à Eletrobras, que as informações sigilosas do empreendimento não poderiam ser enviadas ao TCU pelos seguintes motivos: a) a SPE constituiu-se e situa-se em estado estrangeiro, de forma que o TCU não teria jurisdição sobre ela; b) o acordo de acionistas exigiria a anuência da parte contraposta para a revelação de dados sigilosos; e c) o pedido do TCU não se enquadraria nas exceções previstas no acordo, uma vez que tais dispositivos aplicar-se-iam somente a solicitações mandatórias originadas de autoridades com jurisdição no Panamá ou na Nicarágua.

198. De primeiro, esclarece-se que o fato jurídico necessário e suficiente para determinar a jurisdição do TCU é a gestão de recursos públicos federais, pouco importa a localidade em que surgiu ou onde se situa o ente fiscalizado. Assim, por este aspecto, a jurisdição do TCU não restaria afastada

no Panamá, na Nicarágua ou onde quer que se utilizassem recursos da nação brasileira. O art. 70, parágrafo único, da Constituição Federal afirma que:

‘Prestará contas qualquer pessoa física ou jurídica, pública ou privada, que utilize, arrecade, guarde, gerencie ou administre dinheiros, bens e valores públicos ou pelos quais a União responda, ou que, em nome desta assuma obrigações de natureza pecuniária’.

199. Nesse mote, este Tribunal já assentou que o sentido do termo constitucional ‘prestará contas’ é amplo, não se limita à mera sujeição de determinados órgãos e entidades da União à prestação ou tomadas de contas. Prestar contas é antes de tudo possibilitar a transparência quanto aos atos e procedimentos realizados pelos entes públicos para alcançar sua finalidade, tal como deve a Eletrobras viabilizar transparência nos negócios em que atue, ainda que por meio de SPE sediada no exterior (voto condutor do Acórdão 798/2016-TCU-Plenário, de 6/4/2016).

200. Em relação ao acordo de acionistas, entende-se que qualquer de suas cláusulas que inviabilize o dever constitucional de prestação de contas do ente público é nula de pleno direito. Como dito, a Eletrobras não se escusa do dever de transparência pelo simples fato de atuar por meio de SPEs. Aquele que se associa à estatal sabe de antemão que a sociedade ficará sujeita ao dever de prestar contas por força de obrigação constitucional. Quem compartilha negócios com ente estatal visa ao prestígio da companhia pública, em contrapartida, torna-se partícipe do múnus público inerente à administração da coisa pública.

201. De toda sorte, a requisição desta Corte de Contas está amparada pelos próprios termos do acordo, uma vez que decorre de dispositivos da Constituição Federal e da Lei 8.443, de 16/7/1992. Enquadra-se, pois, na hipótese prevista na Cláusula 13.4 do instrumento de ajuste:

‘13.4. A confidencialidade prevista nesta Cláusula Décima Terceira não implicará em restrição, limitação ou impedimento ao direito de usar ou revelar informações:

(...)

(v) exigidas por qualquer órgão de valores mobiliários, por órgão regulador ou governamental; ou exigidas pela legislação, por determinação judicial;

(vi) exigidas por determinação judicial, arbitral ou administrativa ou por regulamento ou ato normativo de caráter mandatório;

(...)

(x) devam ser divulgadas em cumprimento ao estabelecido na legislação aplicável’.

202. Afirmação no sentido de que as solicitações do TCU não se enquadrariam em tais hipóteses não medram. Isso porque as requisições desta Corte têm natureza mandamental, uma vez que se fundamentam na constituição e em sua lei orgânica, como já explanado. Ademais, a afirmação de que as exceções do acordo aplicar-se-iam somente a autoridades do Panamá ou da Nicarágua é vazia. O acordo pactuou-se no Rio de Janeiro e com vistas a regular a atividade das sócias e não da SPE que dele origina-se. A SPE é regulada por seu estatuto social ou por documento equivalente.

203. Nesse sentido, as solicitações mandamentais dirigidas à Eletrobras só podem partir de instituição brasileira, uma vez que se sujeita à jurisdição nacional. Além disso, abstraindo-se o fato de que a Eletrobras não pode abrir mão de direitos que – na prática – confundem-se com obrigações constitucionais e admitindo-se – meramente por hipótese – que pudesse voluntariamente limitar seu direito/dever de transparência, tais cláusulas interpretam-se restritivamente, nos termos do art. 843 do Código Civil. De tal sorte que a leitura que a CQG quer dar às cláusulas do acordo extrapola os limites legais, tendo em vista que não consta do ajuste qualquer dispositivo que indique que a estatal só poderia disponibilizar dados sigilosos a autoridades do Panamá ou da Nicarágua.

204. No mais, anota-se que não haverá um desvelo do sigilo como afirma a CQG. Em verdade, a transferência de informações não públicas ao órgão de controle implica em dever de resguardar o caráter confidencial de tais dados. É o que consta do art. 25, §§ 1º e 2º da Lei 12.527, de 18/11/2011 (Lei de Acesso à Informação - LAI). Por seu turno, o art. 4º, § 2º, da Resolução-TCU 254/2013 diz que cabe ao TCU respeitar a classificação atribuída na origem às informações que receber. Em arremate, o art. 27 da Resolução-TCU 249/2012 estabelece que cabe a este Tribunal

controlar o acesso e a divulgação de informações sigilosas que custodie, assegurando a devida proteção.

205. Nesse contexto, propor-se-á que se assinie prazo para que a Eletrobras, por intermédio do seu Diretor-Presidente (José da Costa Carvalho Neto) e do gestor responsável pela Superintendência de Operações no Exterior (Pedro Luiz de Oliveira Jatobá), apresente os documentos e informações solicitados, bem como que se comunique o Ministério de Minas e Energia sobre tal ocorrência, nos termos do art. 42, §1º, da Lei 8.443, de 16/7/1992 e art. 245, §1º, do Regimento Interno do TCU. No mais, os referidos gestores deverão ser notificados de que, vencido o prazo sem o cumprimento da exigência, ficarão sujeitos às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da mesma lei e art. 268, incisos IV a VI, do RITCU, independentemente de audiência prévia, nos termos do art. 268, § 3º, do regimento interno.

II.5. As ações pós encerramento do Projeto da UHE Inambari são deficientes

206. Preliminarmente, convém rememorar que se restringiu o escopo dos trabalhos de auditoria em relação ao Projeto Inambari. O foco, neste caso, concentrou-se em levantar as razões e circunstâncias pelas quais o Projeto encerrou-se, além de apurar se as providências adotadas após a interrupção do Projeto foram adequadas. Assim, não se realizaram procedimentos para testar a economicidade dos valores aportados por Eletrobras e por Furnas no empreendimento, tampouco checkou-se o funcionamento dos mecanismos de governança e controle das estatais sobre o negócio.

207. Apurou-se que entre 2009 e 2013 foram aportados R\$ 54,5 milhões no empreendimento pelos sócios da IGESA (OAS, Furnas e Eletrobras), para a manutenção da SPE e para a realização dos estudos de viabilidade do Projeto. Deste montante, reconheceu-se uma perda contábil por imparidade no valor de R\$ 30,2 milhões sobre os ativos imobilizados da SPE relativos aos estudos de viabilidade já realizados, em função da reversão das expectativas de obtenção da concessão definitiva e construção da UHE Inambari pelos sócios da SPE (peça 75). A perda do sistema Eletrobras seria de R\$ 14,8 milhões, considerando a participação conjunta das estatais de 49% nas ações da SPE.

208. Apurou-se, também, que o encerramento do Projeto não se deu por causa de perda de prazo da concessão temporária pelos sócios. A licença temporária é concedida com o fim de autorizar que o interessado realize os estudos de viabilidade relacionados à atividade a que se destina. Segundo esclarecido pelos sócios públicos, em 7/10/2010 a EGASUR (subsidiária da IGESA) cumpriu com os requisitos de tal concessão, uma vez que apresentou ao governo peruano os estudos de viabilidade da UHE Inambari. A concessão temporária extinguiu-se após este marco, em 13/6/2011, por meio da Resolução Ministerial 265-2011-MEM/DM. Portanto, não seria esse o motivo pelo qual o governo peruano deixou de emitir a concessão definitiva, tudo como informado pela Eletrobras e por Furnas (peças 94 a 96).

209. A concessão definitiva, que autoriza o aprofundamento dos estudos de viabilidade e a própria construção e operação da usina requer, além do cumprimento dos requisitos da concessão temporária, que se realizem audiências públicas sobre a implantação da usina. A SPE teria realizado onze das doze audiências previstas – a última não se realizou por falta de apoio do governo local. Na verdade, segundo apurou-se, houve uma mudança na condução da política de desenvolvimento de infraestrutura no Peru que inviabilizou a continuidade do Projeto.

210. A Eletrobras esclarece que surgiram conflitos sociais na região do Projeto, tendo ocorrido, inclusive, um atentado contra a integridade física de empregados da EGASUR, razão pela qual a SPE solicitara apoio das autoridades do Peru. Em junho de 2013, o então Ministro de Energia e Minas do Peru, Jorge Merino, informara que o governo faria ações para combate às atividades ilegais e desenvolveria ações sociais na área do Projeto a fim de viabilizar a realização das audiências públicas. Recomendou, ademais, que a EGASUR se afastasse da área do Projeto até sua liberação pelo governo. Fato que até o momento não ocorreu.

211. Ademais, elucidam que desde a posse do Presidente Ollanta Humala, em julho de 2011, observou-se pouco interesse do Peru em viabilizar a execução da UHE Inambari. Em maio de 2014, o parlamento peruano decidiu por não aprovar o acordo de integração energética com o Brasil. Sobre

tal acordo é que se basearia a exportação de energia desta hidrelétrica para o sistema brasileiro. Assim, sem que haja mudança neste cenário político, a construção da usina não se viabilizará, haja vista que a importação de energia pelo Brasil é uma das premissas chave do empreendimento.

212. *Quando questionadas sobre a existência de cautelas para evitar ou diminuir as perdas decorrentes de eventos como estes, as estatais informaram que não seria razoável contratar seguro contra risco político na fase de viabilidade em que o empreendimento se encontrava, bem assim que o Projeto estava sujeito a incertezas de cenários econômicos, sociais e políticos inerentes a projetos desta natureza, cuja assunção de riscos na medida em que assumidos e na fase em que o Projeto se encontrava era compatível com negócio desta complexidade. Ademais, ressaltaram que os valores investidos poderão ser recuperados no futuro. Isso porque, caso o cenário reverta-se a favor da implantação da usina, poderão concretizar o negócio ou até vender os ativos de projetos.*

213. *Por outro lado, verificou-se que não há ações efetivas das acionistas públicas no sentido de resolver o futuro das SPEs constituídas para a exploração do empreendimento. Em 8/9/2015, o Conselho de Administração da IGESA reuniu-se e aprovou o plano de redução de custos e a natural diminuição de suas atividades, além de recomendar a convocação da assembleia geral de acionistas para decisão sobre a forma de manutenção do Projeto e a continuidade da companhia, uma vez que a SPE já não teria recursos para manter-se sem novos aportes pelos sócios, de acordo com Furnas (peça 96, p. 7-8):*

‘Pelo anteriormente exposto, e considerando também que a Companhia atualmente não possui recursos financeiros para continuar as suas atividades sem novos aportes dos acionistas, os Conselheiros recomendam a convocação de Assembleia Geral de Acionistas, para que se posicionem quanto à forma de manutenção do Projeto e a continuidade da Companhia’.

214. *As estatais informam que pretendem encerrar a IGESA. Isso para que não se realizem novos aportes na companhia, em face ‘da debilidade de caixa da SPE e a inexistência de perspectiva de mudança no cenário de hibernação no curto prazo’, como consta da resposta ao Ofício de Requisição 001-21/2016 (peça 75, p. 14), contudo, até o momento, não promoveram a convocação da assembleia geral com tal propósito.*

215. *O dever de diligência de que trata o art. 153 da Lei 6.404/1976 exige proatividade dos gestores na solução dos problemas que se lhes apresentam. As estatais dispõem de meios contratuais e legais para efetivar a convocação da assembleia geral da SPE, ainda que a OAS recuse-se a fazê-lo na qualidade de controladora. Não há, pois, escusas para não a convocarem. Como dito, a manutenção da IGESA, mesmo em hibernação, demanda novos aportes dos parceiros públicos, o que não se mostra razoável em face da ausência de perspectivas políticas favoráveis ao Projeto no curto prazo.*

216. *Assim, propor-se-á a oitiva da Eletrobras e de Furnas para que se manifestem acerca da ausência de providências dos acionistas públicos no sentido de resolver o futuro da SPE IGESA e da forma de manutenção dos ativos de projetos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari.*

217. *Ademais, propor-se-á cientificar as estatais de que, caso pretendam manter a SPE IGESA, se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, inclusive, compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que atentem contra os interesses públicos, as quais podem estar sujeitas à declaração de nulidade pelo TCU.*

MEDIDA CAUTELAR

218. *Consoante o art. 276 do Regimento Interno/TCU, o Relator poderá, em caso de urgência, de fundado receio de grave lesão ao erário, ao interesse público, ou de risco de ineficácia da decisão de mérito, de ofício ou mediante provocação, adotar medida cautelar, determinando a suspensão do procedimento impugnado, até que o Tribunal julgue o mérito da questão. Tal providência deverá ser adotada quando presentes os pressupostos do fumus boni iuris e do periculum in mora, sopesados frente à existência de periculum in mora reverso.*

219. *Da análise dos documentos e informações apresentados pelo representante e, especialmente, pelo que colhido por meios das diligências e inspeções realizadas, verifica-se que estão presentes, na espécie, a fumaça do bom direito e o perigo na demora, os quais sobrepujam os possíveis acontecimentos que caracterizariam um perigo na demora reverso.*

220. *O fumus boni iuris está caracterizado pelo fato de o acordo de acionistas elaborado para o Projeto da UHE Tumarín favorecer os objetivos da Construtora Queiroz Galvão S.A. (CQG) em detrimento dos interesses da Eletrobras, a qual acabou por assumir demasiados riscos, em desrespeito ao princípio da indisponibilidade do interesse público (achado II.1).*

221. *Ademais, a Eletrobras não tem condições de examinar a viabilidade do empreendimento no cenário atual, não há como dizer que as condições atrativas do investimento mantêm-se presentes. Isso porque o financiamento sênior do Projeto não está conformado, o BNDES nega o empréstimo e a CHC/CHN não conseguiu alternativas para o levantamento dos recursos até o momento, de acordo com o apontado no achado II.2.*

222. *Ainda nessa direção, a Eletrobras não apurou devidamente o preço de referência do contrato EPC. Há riscos de que se transfiram ganhos indevidos para a CQG, que além de ser sua sócia no negócio, será a epecista. Verificou-se no exame paramétrico mais conservador pelo custo índice da obra um excedente da ordem de 35% sobre o preço do EPC, o que equivaleria a aproximadamente US\$ 290 milhões. No mesmo sentido, a ausência de compatibilização dos custos deste contrato ao câmbio atual pode ensejar em perdas de até US\$ 170 milhões.*

223. *Somam-se a isso a debilidade dos sistemas de controle interno da Eletrobras na gestão do empreendimento e a negativa de disponibilização de informações pela estatal acerca dos contratos celebrados pela CHC/CHN com partes relacionadas – conforme relatado nos achados II.3 e II.4 da presente instrução –, para se confirmar a presença dos sinais indicativos de danos à estatal na realização de eventuais novas inversões financeiras na SPE.*

224. *Quanto à caracterização do periculum in mora, observa-se que o fato de já ter sido outorgado o empreendimento à CHC/CHN (com a emissão e assinatura da licença de geração) faz com que os prazos previstos para a concessão já estejam em andamento, gerando obrigações à SPE. Tal fato, somado à ausência de financiamento para a implantação do empreendimento, fazem com que sejam possíveis aportes de novos recursos por parte dos acionistas da SPE neste cenário de incertezas. Nesse sentido, mostra-se oportuno repisar o fato de que, conforme ressaltado no Relatório de Auditoria Interna 32/2015 (peça 73), já foi autorizado o aporte de mais US\$ 100 milhões no empreendimento durante os anos de 2015 e 2016.*

225. *Outro fato de destaque – e que reforça a existência do perigo na demora – é a realização de sucessivos aditamentos contratuais com a Queiroz Galvão Internacional, com majorações relevantes (acréscimo de 132% no contrato CHC-4994; elevação de 479% no CHC-4996; e aumento de 57% no CHC-4997), sem que se saibam quais as motivações devidas para essas modificações (frente à negativa da Eletrobras em repassar as informações solicitadas). Essa postura conduz à percepção de que são possíveis novos aditamentos contratuais em favor do conglomerado Queiroz Galvão, e que ensejem em elevação dos dispêndios realizados pela estatal, sem que se tenha conhecimento das causas relacionadas.*

226. *Ora, considerando-se o cenário exposto na presente instrução, em que não se tem informações suficientes acerca do investimento necessário para a execução da UHE Tumarín, e a ausência de perspectiva para a obtenção de financiamento sênior para o Projeto, não se mostra aceitável que sejam feitos novos aportes de capital nesse empreendimento, razão pela qual essa Corte de Contas deve atuar de maneira preventiva, configurando-se o perigo na demora.*

227. *De outra parte, a paralisação das obras caracteriza o periculum in mora reverso, pois pode conduzir a atrasos na entrada em operação da usina e, por consequência, à execução de garantias e sanções contratuais pelo Governo da Nicarágua, além da perda de receitas. Ademais, uma possível perda da concessão por parte da CHN implicaria em perdas da ordem de US\$ 10,7 milhões*

ao Projeto, prejuízo esse que seria imposto à SPE, devendo ser arcado, portanto, de maneira equivalente à participação acionária por seus sócios.

228. Entretanto, tal fato não obsta a efetivação da medida cautelar. Isso porque, em primeiro lugar, as obras já estão paralisadas pela falta de financiamento; e em segundo lugar, os prejuízos eventualmente suportados pelo atraso nas obras, não superam os danos que podem advir de novos aportes, como relatado acima.

229. Dessa forma, propor-se-á a adoção de medida cautelar, sem oitiva prévia, com o fim de determinar à Eletrobras que se abstenha de realizar novas inversões financeiras nas SPEs CHC e CHN até que o Tribunal decida o mérito da presente representação, nos termos do art. 276, caput, do Regimento Interno do TCU e art. 45 da Lei Orgânica do TCU.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

230. Em 11/3/2016, o MPTCU apresentou elementos adicionais à sua representação inicial, a qual juntou-se aos autos em 16/3/2016 (peça 34). Em 31/3/2016, o Relator, Ministro José Múcio, solicitou parecer desta Unidade Técnica acerca da possibilidade de incluírem-se os quesitos apresentados no escopo desta ação de controle, sem perder de vista aspectos de objetividade, de racionalidade e de estrita pertinência com o propósito do trabalho já em fase de conclusão. Tudo isso, com o fim de não se comprometer o planejamento dos trabalhos desta Secretaria.

231. Informa o d. Procurador de Contas que, após compulsar os documentos juntados aos autos por força de diligência preliminar enviada à Eletrobras, restou-lhe 'dúvidas e suspeitas a respeito da regularidade de diversos aspectos, circunstâncias, atos e fatos vinculados aos Projetos Tumarín e Inambari'. Assim, a fim de colaborar com a fiscalização já iniciada, apresenta um rol de questões a respeito dos Projetos Tumarín e Inambari, cujo conteúdo ele mesmo sintetizou (peça 34, p. 2):

'Em suma, os aspectos ligados às origens de ambos os empreendimentos – com foco nos interesses público e nacional –, às suas sustentabilidade econômico-financeiras, aos controles estabelecidos pelas estatais brasileiras que aportaram recursos aos dois projetos, via sociedades de propósito específico (SPE), e à observância das melhores práticas em governança corporativa, entre diversos outros temas, nortearam a elaboração das dúvidas e questionamentos apresentados nos anexos destes 'Elementos Adicionais'.

232. Por fim, o douto Procurador de Contas solicita que se conceda ao MPTCU a oportunidade de se manifestar nos autos após o término da etapa instrutiva, mas antes do juízo conclusivo do Ministro Relator, José Múcio, com base na parte final do art. 20 da Resolução TCU 259/2014 e com suporte nos arts. 81, caput, e inciso I, e 82, caput, da Lei 8.443/1992, bem como nos arts. 62, caput, e incisos I e VI, e 156 do Regimento Interno deste Tribunal de Contas.

233. Os quesitos elaborados pelo MPTCU acerca do Projeto Tumarín são muito próximos das questões levantadas no planejamento da inspeção, por isso, a grande maioria de suas dúvidas restarão esclarecidas pela leitura da presente instrução. No entanto, há poucas questões que não integram o escopo deste trabalho, como aquelas sobre as razões de constituição da CHC no Panamá, sobre os registros contábeis da participação da estatal no negócio em seu balanço patrimonial e sobre a divulgação de informações acerca das atividades da CHC junto à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e à Securities and Exchange Commission (SEC), nos Estados Unidos.

234. Considerando, no entanto, a necessária avaliação de riscos e análise de critérios como materialidade e relevância para definição de escopo de determinada fiscalização, bem como de objetos diversos de ações de controle, para compatibilizar o universo de atuação da Secretaria a sua real capacidade operacional, e, dessa forma, maximizar o uso de nossa força de trabalho, propõe-se restringir, no âmbito deste processo, aos quesitos tratados ao longo desta instrução. Deve-se considerar, ainda, o fato de parte relevante e complexa do trabalho ainda necessitar ser realizada após esta etapa preliminar de oitivas.

235. Em outro giro, optou-se por reduzir o escopo das ações de controle voltadas ao Projeto Inambari, uma vez que tal investimento já se encontrava encerrado por ocasião da inspeção, isso é,

não havia, como não há até hoje, previsão de novos aportes pelas estatais brasileiras. Assim, esta instrução traz luz sobre os aspectos relativos às ações pós encerramento do Projeto, por serem, na avaliação desta Unidade, as de maior risco e relevância na atual circunstância do projeto.

CONCLUSÃO

236. *Analisou-se representação do MPTCU relativa ao receio de que práticas irregulares de gestão, semelhantes àquelas já verificadas no âmbito da Operação Lava Jato, possam estar ocorrendo na administração do Projeto da UHE Tumarín, na Nicarágua e da UHE Inambari, no Peru. Isso porque tais Projetos seriam executados por meio de SPEs formadas por estatais brasileiras e por empreiteiras envolvidas nesta operação.*

237. *Em relação ao Projeto Tumarín, verificou-se tratar da construção de uma usina hidrelétrica com potência instalada de 253MW, geração média de 135 MW e venda de energia ao preço de US\$ 119,81 MWh, com Taxa Interna de Retorno da ordem de 14,8%, para um investimento de US\$ 1,2 bilhão em um contrato de concessão de 39 anos, prazo que se deflagrou em 9/2/2015, quando emitiu-se a licença de geração. Ademais, prevê-se um financiamento do BNDES da ordem de US\$ 512 milhões para o negócio. A Eletrobras associou-se à Construtora Queiroz Galvão (CQG) para a exploração do Projeto Tumarín, mediante participação paritária na SPE Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica S.A (CHC).*

238. *Entretanto, apurou-se que há deficiências na estruturação e na gestão do negócio por parte da Eletrobras, assim, também, verificou-se que o plano de negócio não contempla a atualização de premissas importantes do empreendimento, como, entre outras, a inviabilidade de liberação de crédito pelo BNDES, e, ainda, que a Eletrobras não dispõe de um processo de gestão de riscos adequado para o Projeto. Ademais, destacaram-se eventos do Projeto que podem causar danos à estatal.*

239. *Nesse sentido, averiguou-se que a decisão da Eletrobras em participar do Projeto da UHE Tumarín deu-se sem que a estatal detivesse conhecimento adequado sobre este tipo de negócio internacional, tornando-a refém dos interesses da parceira privada. Não houveram estudos técnicos adequados sobre a viabilidade do negócio, melhor explicando: houve deficiências na análise quanto à sua rentabilidade intrínseca antes da decisão de entrar no negócio, que ocorreu antes da conclusão dos estudos de viabilidade, como também na análise de seu custo de oportunidade, uma vez que os recursos ali aportados poderiam melhor servir à nação se aplicados no sistema elétrico brasileiro ou mesmo em projetos internacionais mais atrativos, quiçá com sinergia de geração a favor do Brasil. Ademais, o acordo de acionistas contém cláusulas que colocam a Eletrobras em posição desvantajosa em relação às prerrogativas da CQG, tal como o direito à contratação da CQG como epecista e os dispositivos que entregam a gestão e o controle da CHC à Queiroz Galvão.*

240. *Apontaram-se, ainda, eventos que podem causar danos à Eletrobras no âmbito do Projeto Tumarín. Em primeiro lugar, constatou-se que a assinatura do contrato de licença de geração sem as devidas cautelas quanto à liberação de crédito pelo BNDES causa aumento das despesas pré-operacionais do empreendimento e reduz a expectativa de receitas, uma vez que tal ato deflagrou o prazo de construção da usina, mas sua execução não se iniciou por causa da ausência de financiamento. No mesmo sentido, os atrasos na entrada em operação da usina – que deve ocorrer no máximo em 28/2/2019 – sujeitam a CHC e, por consequência, a Eletrobras às penas previstas no contrato de geração, que podem causar até US\$ 10,7 milhões de perdas.*

241. *Em segundo lugar, apurou-se que a Eletrobras não analisou adequadamente o preço de referência do EPC. Limitou-se a realizar exame expedito de custos quando deveria ter – por si ou por consultor – providenciado o orçamento base, a garantir que o contrato celebre-se em condições de mercado e a mitigar o conflito de interesses estabelecido entre as sócias em função da execução do contrato EPC por sua parceira privada, nos termos da cláusula 2.5.3 do acordo de acionistas. Tal fato dá margem à transferência de ganhos indevidos ao parceiro privado epecista. O levantamento mais conservador realizado a partir do custo índice de obras similares indica uma sobra de 35%.*

242. *Em terceiro lugar, apontou-se que a ausência de atualização do preço do contrato EPC em face da desvalorização do real pode ensejar excedentes da ordem de 20%. A referência de preços é de 2010 e utilizou-se da taxa de câmbio de R\$ 1,6812 por dólar. O câmbio atual é da ordem de R\$ 3,75 (45% de desvalorização), como a maior parte dos insumos serão exportados do Brasil, haverá uma considerável redução do preço final em dólares. O financiamento esperado do BNDES é da ordem de US\$ 512 milhões, o que representa 61% do valor total do EPC. Assim, considerando-se um índice de nacionalização de 60%, ter-se-ia 37% do valor total contratado, ou US\$ 310 milhões, impactado pelo câmbio nacional. Dessa forma, aplicada a desvalorização cambial de cerca de 45%, tal parcela atualizada não custaria mais do que US\$ 140 milhões, o que representaria uma diferença de US\$ 170 milhões.*

243. *Em quarto lugar, verificou-se que o Projeto Tumarín não se ajustou às alterações empreendidas em suas premissas pelo governo da Nicarágua, mediante modificações na Ley Especial do Proyecto Tumarín – Ley 695. A execução do sistema secundário de transmissão que interligará a usina ao sistema nacional passará a ser realizado por meio de duas linhas isoladas, ao passo que os projetos iniciais previam sua execução em trajeto único. Além disso, o reforço do Sistema Nacional de Transmissão seria inicialmente incumbência da contratada, mas o governo da Nicarágua assumiu este encargo, o que também não se ajustou no Projeto.*

244. *Em quinto lugar, averiguou-se que a existência de cláusulas de bônus na minuta do contrato EPC é incompatível com o nível de conhecimento dos projetos pela estatal, o que a expõe a riscos de danos. A minuta do EPC contém cláusulas que possibilitam o pagamento de bônus à epecista em decorrência de melhorias no projeto que impliquem na diminuição de custos de implementação ou na redução do prazo prevista para a execução das obras. Assim, por exemplo, caso a epecista encontrasse uma solução que viabilizasse a execução das obras em prazo inferior a 48 meses, receberia parte das receitas geradas por antecipação. A utilização deste tipo de recurso pode ser eficiente se a contratante tiver pleno domínio do projeto, o que não ocorre na espécie.*

245. *Em sexto lugar, verificou-se que a participação da Eletrobras na SPE pode ter-se realizado em valores acima da parcela realizada pela CQG. É que a estatal aportou valor correspondente aos gastos, até então, efetuados pela parceira privada, mas não se certificou de que estes valores correspondessem aos preços de mercado. Tal verificação era essencial em função do ambiente de risco em que se deram as contratações efetuadas sem sua participação, que incluía ajustes com partes relacionadas. De forma que poderia ter havido uma transferência de ganhos a favor da Queiroz Galvão Internacional (parte relacionada contratada) em detrimento exclusivo da participação da estatal, uma vez que a CQG não seria afetada por eventuais contratos a preços excessivos por que integra o mesmo grupo empresarial da companhia contratada.*

246. *Em sétimo e último lugar, constatou-se que podem ter sido realizados gastos indevidos pela CHC/CHN. Os relatórios da auditoria interna da Eletrobras indicam a realização de gastos indevidos com publicidade e propaganda da ordem de US\$ 684.719,14, além da ocorrência de pagamentos sem cobertura contratual e de aditivos celebrados fora dos parâmetros legais.*

247. *Além disso, levantou-se que a Eletrobras não possui adequado processo de gestão de riscos para proteger-se de eventos prejudiciais a seus interesses na realização do Projeto Tumarín. As análises e instrumentos de riscos encontrados em inspeção referem-se a ações da CHC, com foco nos eventos que podem atingi-la. Não há nada que demonstre que a Eletrobras protegeu a si mesma dos riscos inerentes à sua participação na CHC. Há uma série de fatores de riscos que exigem controles rigorosos da estatal sobre as atividades que envolvem o investimento – tal como a contratação de partes relacionadas e as cláusulas do acordo de acionistas que restringem as ações da estatal na gestão e no controle do negócio –, mas isso não se efetivou na prática.*

248. *No mais, relatou-se a ocorrência de sonegação de informações à equipe de fiscalização por parte da Eletrobras. Não se entregaram documentos relativos à gestão de contratos e à formação do preço de referência do contrato de EPC – maior parcela dos investimentos – sob a alegação de que o TCU não teria jurisdição sobre as SPEs constituídas no Panamá e na Nicarágua.*

249. *Por outro lado, o Projeto Inambari trata de uma usina hidrelétrica com potência instalada de 2.200 MW, geração média de 1.466 MW e venda de energia ao Peru por US\$ 64,53/MWh. O excedente (entre 30% e 50%) exportar-se-ia ao Brasil por R\$ 113,00/MWh. A usina instalar-se-ia a cerca de 530 quilômetros de Rio Branco, no Acre, e demandaria um investimento de US\$ 4,8 bilhões. As obras dever-se-iam iniciar em 2012, de forma que a usina entrasse em operação em 2017. No entanto, interrompeu-se o desenvolvimento do Projeto ainda na fase de estudos de viabilidade, por causa de mudanças no cenário político do Peru, que desautorizaram a continuidade do negócio. Ademais, desenhou-se o financiamento do Projeto com a participação do BNDES. No entanto, este banco não chegou a ser formalmente consultado sobre tal possibilidade. Constituiu-se, para exploração da UHE Inambari, a SPE Inambari Geração de Energia S.A (IGESA), com 51% de participação da Construtora OAS Ltda., de 29,4% da Eletrobras Holding e com 19,6% de participação de Furnas.*

250. *Ainda em relação a tal Projeto, constatou-se que as estatais aportaram entre 2009 e 2013 R\$ 30,2 milhões na IGESA, de um total de R\$ 54,5 milhões consumidos pelo negócio. Ademais, apurou-se que as ações das estatais relativas ao futuro do negócio e ao encerramento da SPE são deficientes. Isso porque, embora já se tenha implementado um plano de redução das atividades e de custos demandados pela SPE, Furnas e Eletrobras não promoveram até o momento a convocação da assembleia geral da IGESA para deliberarem sobre a forma de conservação dos projetos e estudos já efetuados – que são os ativos da companhia – e acerca do encerramento da SPE, a qual já se acha sem disponibilidade de caixa e, por isso, demandará novos aportes caso não seja encerrada.*

251. *Em arremate, averiguou-se que o Sistema Eletrobrás tem apenas três Projetos em carteira que se referem a investimentos no exterior. Além das usinas de Inambari e de Tumarín, há uma participação da Holding no Parque Eólico Artilleros, no Uruguai. Trata-se de um parque com potência instalada de 65,1 MW, energia média de 208.774 MWh, que demandou investimentos de US\$ 101,7 milhões, cujo financiamento deu-se por meio do aporte de 46% de capital próprio e empréstimo de 54% junto ao Corporación Andina de Fomento (CAF). A entrada da Eletrobras no negócio deu-se pela aquisição de 50% de participação na SPE ROUAR Sociedad Anônima, com sede em Montevideu, no Uruguai. Os outros 50% da SPE pertencem à Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas – UTE, empresa pública de geração e transmissão do Uruguai. A usina eólica acha-se em operação desde 14/4/2015 e suas obras tem 98% de avanço físico e 95% de execução financeira.*

252. *Nesse contexto, quanto ao Projeto Tumarín, propor-se-á a adoção de medida cautelar, sem oitiva prévia, com o fim de determinar à Eletrobras que se abstenha de realizar novas inversões financeiras nas SPEs CHC e CHN até que o Tribunal decida o mérito da presente representação, nos termos do art. 276, caput, do Regimento Interno do TCU e art. 45 da Lei Orgânica do TCU.*

253. *Ainda, propor-se-ão oitivas das partes envolvidas para que se manifestem sobre as constatações relatadas, e propor-se-á que o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal da Eletrobras sejam cientificados do teor desta instrução, em especial, para que tomem conhecimento dos riscos a que a estatal está sujeita pelo fato de ter anuído com a assinatura do contrato de geração sem se assegurar de que o financiamento das obras se viabilizaria. Por fim, propor-se-á que se fixe prazo para que a Eletrobras apresente os documentos sonogados.*

254. *Quanto ao Projeto Inambari, propor-se-ão as oitivas da Eletrobras e de Furnas para que se manifestem sobre a debilidade das providências adotadas no sentido de resolver o futuro da IGESA e a forma de manutenção dos ativos de projeto relativos à tal usina.*

255. *Ademais, propor-se-á que se cientifiquem as estatais de que, caso pretendam manter a IGESA, se assegurem de que as cláusulas do acordo de acionistas estejam em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs da Eletrobras Holding, inclusive, se for o caso, que repactuem eventuais dispositivos que atentem contra os interesses públicos, os quais podem sujeitarem-se à declaração de nulidade pelo TCU.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

256. *Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior encaminhamento ao Gabinete do Relator, Ministro José Múcio, propondo o conhecimento da representação formulada pelo MPTCU e, em relação ao que se verificou no Projeto Tumarín:*

256.1. *Adotar, nos termos do art. 276, caput, do Regimento Interno do TCU (RITCU) c/c o art. 45 da Lei Orgânica do TCU (LOTUCU), medida cautelar, inaudita altera pars, com o fim de determinar a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que se abstenha de realizar inversões financeiras às Sociedades de Propósito Específico (SPEs) Centrais Hidroelétricas de Centroamérica S.A (CHC) e Centrais Hidrelétricas de Nicarágua (CHN) até o pronunciamento de mérito pelo Tribunal de Contas da União.*

256.2. *Realizar, com fundamento no art. 276, § 3º, do RITCU, a oitiva da Eletrobras para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial:*

256.2.1. *Sobre as irregularidades verificadas no processo decisório de adesão ao Projeto de Tumarín, consubstanciadas na ausência de estudos técnicos adequados sobre a viabilidade do negócio, não somente quanto a sua rentabilidade intrínseca, mas também em relação a seu custo de oportunidade, uma vez que os recursos ali aportados poderiam eventualmente melhor servir à nação se aplicados no sistema elétrico brasileiro ou mesmo em projetos internacionais mais atrativos, quiçá com implicação de sinergia de geração a favor do Brasil.*

256.2.2. *Sobre a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão do Projeto Tumarín, além de posicionar-se sobre a ausência de procedimento licitatório, ainda que simplificado, para a escolha do negócio internacional a aderir.*

256.2.3. *Sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a Construtora Queiroz Galvão S.A. (CQG), tendo por norte a violação do princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses na provável execução do EPC pelo parceiro privado e na existência de cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da CQG em detrimento dos objetivos da estatal, o que, na prática, já tem exposto a estatal a riscos, inclusive, de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado.*

256.2.4. *Sobre a ausência de atualização do plano de negócios do investimento e da existência dos danos potenciais apurados nesta instrução, em especial, a respeito das providências adotadas ou por implementar que possam afastar tais ocorrências, manifestando-se necessariamente sobre:*

256.2.4.1. *ter anuído, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN sem se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, inclusive, quanto aos impactos desta falha para o negócio em si e para o desempenho da estatal, e também sem avaliar devidamente os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;*

256.2.4.2. *a ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC do Projeto Tumarín, inclusive, quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações realizadas nas premissas do Projeto pelo governo da Nicarágua;*

256.2.4.3. *a inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal assegurasse-se de que o projeto básico não tivesse margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio do bônus;*

256.2.4.4. *a ausência de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela CQG antes de sua entrada no negócio, tendo em vista a limitação de escopo reportada no Relatório de Auditoria Interna 003/2010, de 4/2/2010;*

256.2.4.5. *a realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e de contratos e aditivos com irregularidades.*

256.2.5. *Sobre a ausência de processo de gestão de riscos adequado quanto à sua participação no Projeto Tumarín, manifestando-se necessariamente sobre:*

256.2.5.1. *a ausência de processo de gestão de riscos da estatal sobre o empreendimento, repisa-se: não se trata da análise de riscos do negócio em si – o que se realizou pela CHC/CHN –, mas do exame dos riscos da própria estatal frente a consumação da parceria;*

256.2.5.2. os achados de sua auditoria interna que indicam que a gestão da CHC/CHN espelham-se na gestão da CQG e que a estatal atua como mera coadjuvante nas tomadas de decisões sobre o empreendimento;

256.2.5.3. a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância da CHC/CHN (equivalente ao Conselho Fiscal no Brasil);

256.2.5.4. a ausência de controles efetivos da estatal sobre a gestão dos contratos da CHC/CHN, assegurando-se que seus contratos correspondam à realidade de mercado;

256.3. Assinar prazo de quinze dias para que a Eletrobras apresente os documentos e informações solicitados pela equipe de auditoria e determinar a comunicação do Ministério de Minas e Energia sobre a sonegação de informações perpetrada pela estatal, nos termos do art. 42, §1º, da Lei 8.443, de 16/7/1992 e art. 245, §1º, do Regimento Interno do TCU, notificando-se o Diretor-Presidente da Eletrobras – José da Costa Carvalho Neto (CPF: 044.602.786-34) – e o responsável pela Superintendência de Operações no Exterior da companhia – Pedro Luiz de Oliveira Jatobá (CPF: 116.073.435-68) – de que, vencido o prazo sem o cumprimento da exigência, ficará sujeito às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da mesma lei e art. 268, incisos IV a VI, do RITCU, independentemente de audiência prévia, nos termos do art. 268, § 3º, do regimento interno.

256.4. Realizar, com fundamento no art. 11 da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso V, do RITCU, a oitiva da Construtora Queiroz Galvão para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial, sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, uma vez que decisão futura desta Corte acerca do acordo pode afetar seus direitos subjetivos.

256.5. Realizar, com fundamento no art. 11 da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso V, do RITCU, a oitiva da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos e, em especial, para que:

256.5.1. Traga aos autos cópia do memorando de entendimentos firmado em 8/7/2007 entre os governos da Nicarágua e do Brasil para cooperação mútua na geração de energia elétrica renovável.

256.5.2. Explique qual a exata participação do Ministério de Minas e Energia no negócio, isso é, se o MME solicitou a participação da estatal no empreendimento e sobre quais atos praticou na construção e estruturação deste investimento.

256.6. Dar ciência ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal da Eletrobras do teor desta instrução, especialmente, para que tomem conhecimento de que a estatal pode sofrer prejuízo oriundo da assinatura do contrato de geração pela CHN sem que os acionistas obtivessem garantias de que a concessão de crédito seria concretizada.

257. Em relação ao Projeto Inambari, propõe-se:

257.1. Realizar, com fundamento no art. 11 da Lei 8.443/1992 e no art. 250, inciso V, do RITCU, a oitiva das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) para que, no prazo de quinze dias, se manifestem sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial, acerca da ausência de providências dos acionistas públicos no sentido de resolver o futuro da SPE IGESA e da forma de manutenção dos ativos de projetos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari.

257.2. Dar ciência a Eletrobras e Furnas de que, caso pretendam manter a SPE IGESA, se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, inclusive, compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que atentem contra os interesses públicos, as quais podem estar sujeitas à declaração de nulidade pelo TCU.

258. Propõe-se, ainda, encaminhar cópia deste Relatório, acompanhado do Voto e Acórdão que o apreciar à Controladoria Geral da União (CGU), uma vez que, segundo noticiado pelo Representante, os acordos de leniências firmados na CGU apontam para a existência de sobrepreço no investimento em Tumarín para o pagamento de propinas; e à SecexEstatais, a fim de que se possa



verificar a presença de elementos neste processo que impactem o julgamento das contas em aberto da Eletrobras ou de Furnas.”

É o relatório.

VOTO

Trago ao exame representação formulada pelo Ministério Público junto ao TCU, por intermédio do Procurador Sergio Ricardo Costa Caribé, tratando de possíveis irregularidades na construção das Usinas Hidrelétricas (UHE) Tumarín, localizada na Nicarágua, e Inambari, no Peru. Os empreendimentos estão a cargo de estatais brasileiras em parceria com grandes empreiteiras envolvidas em investigações da Operação Lava Jato, firmadas mediante Sociedades de Propósito Específico (SPEs).

2. A representação fundamenta-se no risco de que irregularidades semelhantes às identificadas naquela operação da Polícia Federal tenham alcançado os empreendimentos em análise e também na possibilidade de que a situação financeira desfavorável das empreiteiras venha a trazer prejuízos às estatais. Vislumbrando a necessidade de melhor aprofundar as investigações sobre os fatos detalhados na inicial e considerando atendidos os requisitos dos arts. 81, inciso I, da Lei 8.443/1992 c/c os arts. 235 e 237, inciso III, do Regimento Interno do TCU (RITCU), julgo que a presente representação deve ser conhecida.

3. O projeto da UHE Tumarín, na Nicarágua, prevê a construção de uma usina com potência instalada de 253 MW e geração média de 135 MW. O empreendimento requer investimentos da ordem de US\$ 1,2 bilhão e pressupõe Taxa Interna de Retorno de 14,8%, considerando a venda de energia ao preço de US\$ 119,81/MWh (abril de 2014) e a vigência da concessão por 39 anos, que engloba o prazo de quatro anos para a conclusão das obras.

4. O negócio foi estruturado por meio da criação da SPE Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica S.A (CHC), em que a Eletrobras associou-se à Construtora Queiroz Galvão S.A., ambas com participação paritária. A CHC conta, ainda, com uma subsidiária, a SPE Centrales Hidrelétricas de Nicarágua (CHN). A Empresa Nicaraguense de Energia Elétrica (ENEL) tem direito a uma ação com direito a voto e assento no Conselho de Administração desta última desde que foi emitida a licença de geração de energia pelo governo da Nicarágua, em 9/2/2015.

5. O investimento planejado prevê financiamento do BNDES, na ordem de US\$ 512 milhões, e do Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), no montante de US\$ 310 milhões. O restante, US\$ 432 milhões, deve provir de recursos próprios dos acionistas da SPE.

6. A SeinfraElétrica destaca que a Eletrobras já investiu US\$ 37.678.024,00 nas SPEs e autorizou o aporte de outros US\$ 100 milhões, que se realizaria nos anos de 2015 e 2016. Importante ressaltar que, até o momento, o empréstimo do BNDES ainda não foi liberado, em razão do surgimento de um conflito de interesses entre o banco e os tomadores, situação que será melhor detalhada adiante.

7. A consultoria Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda. elaborou relatório, a pedido da CHC, detalhando as condições e o retorno do investimento e enquadrando os riscos do negócio como bem equacionados. No entanto, inspeção da unidade técnica verificou substanciais mudanças nas premissas adotadas no cálculo das variáveis atreladas à viabilidade do negócio, em razão, essencialmente, da nova conjuntura econômica, da alteração de condições da concessão pelo Governo da Nicarágua e dos requisitos de financiamento impostos pelo BNDES.

8. Para a implantação da UHE Inambari, no Peru, Eletrobras e Furnas uniram-se à Construtora OAS Ltda, por meio da SPE Inambari Geração de Energia S.A. (Igesa), sediada no Brasil, com participações de 29,4%, e 19,6% das respectivas estatais, e de 51% da empreiteira, contando ainda com uma subsidiária sediada no Peru, a SPE Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur S.A.C (Egasur).

9. Este projeto compreende a implantação de uma usina de 2.200 MW de potência instalada e geração média de 1.466 MW, localizada a cerca de 530 quilômetros de Rio Branco/AC. O empreendimento previa um investimento total de US\$ 4,8 bilhões, a ser explorado por trinta anos, com

preço de venda de energia para o governo do Peru a US\$ 64,53/MWh (junho de 2010), ao passo que o excedente, entre 30% e 50%, seria vendido para o governo do Brasil a um preço de R\$ 113,00/MWh.

10. Embora o começo das obras estivesse previsto para o ano de 2012 e a operação da usina devesse ocorrer a partir de 2017, até o momento, apenas os estudos de viabilidade do empreendimento foram executados e o projeto encontra-se suspenso, devido a mudanças no cenário político do Peru. Em sua concepção, o projeto contaria com financiamento do BNDES, no entanto, o crédito sequer chegou a ser formalmente solicitado. O projeto consumiu R\$ 54,5 milhões até sua suspensão, de forma que a parcela do aporte realizada pelo sistema Eletrobras chegou a R\$ 26,7 milhões.

11. A inspeção realizada pela unidade técnica nos dois empreendimentos revela uma situação aparentemente mais grave na implantação da UHE Tumarín, na Nicarágua. Apesar dos recursos dispendidos no projeto da UHE Inambari, no Peru, as tratativas deste empreendimento foram suspensas e não há intenção de se realizarem novos aportes.

12. Da fiscalização e diligências realizadas, a SeinfraElétrica identificou os seguintes achados com relação à UHE Tumarín:

12.1. o acordo de acionistas da SPE CHN transfere à Eletrobras riscos desproporcionalmente à participação da estatal no empreendimento, em favor dos objetivos da Construtora Queiroz Galvão;

12.2. elevado risco de dano materialmente relevante à estatal;

12.3. estrutura de controles e de governança da Eletrobras insuficiente para mitigar riscos inerentes ao projeto; e

12.4. sonegação de informações e obstrução à fiscalização.

13. Quanto aos achados referentes à fiscalização realizada na UHE Inambari, foram identificadas deficiências nas ações posteriores ao encerramento do projeto.

14. A seguir, passo aos comentários sobre a situação verificada pela secretaria no empreendimento de Tumarín, cujas conclusões, ao fim, subsidiarão minha proposta a este Plenário.

I. Acordo de acionistas da SPE CHN propicia riscos desproporcionalmente maiores a serem assumidos pela Eletrobras, sendo favorável à Construtora Queiroz Galvão

I.1. Condições prévias à assinatura do acordo

15. A conformação do acordo colocou a Eletrobras em situação de inferioridade na estruturação do negócio, embora a participação de ambos os acionistas na SPE seja paritária. Isso se deve, em grande medida, à decisão da companhia de assumir a participação no projeto sem deter o conhecimento adequado dos custos e dos riscos do negócio, sem possuir sistema de controle e governança adequadamente implantado para mitigar riscos da parceria e daqueles inerentes à execução de projeto em território estrangeiro. Por outro lado, constatou-se que a Queiroz Galvão dominava a expertise do empreendimento e participava da condução das negociações com o governo da Nicarágua.

16. De início, verificou-se que a entrada da Eletrobras no negócio deu-se de forma tardia, o que já colocava a estatal em situação de desigualdade com relação a sua parceira privada. As negociações dos governos do Brasil e da Nicarágua foram iniciadas no ano de 2007, com a participação da Construtora Queiroz Galvão. O primeiro marco importante dessa fase foi a assinatura do protocolo de entendimentos entre os dois países para cooperação mútua na geração de energia elétrica, em 8/7/2007. A adesão da Eletrobras ocorreu quase um ano após a celebração daquele acordo, quando foi firmado um protocolo de intenções da estatal com a SPE CHC. Só então, a Eletrobras obteve acesso aos estudos prévios do empreendimento. Em consequência deste novo protocolo, estabelecido em 13/10/2008, as partes comprometeram-se a desenvolver, em cooperação, os estudos de viabilidade do Projeto Tumarín, para que, caso fosse comprovada sua atratividade técnica e econômica, viessem a estabelecer parceria para a implantação do empreendimento.

17. Porém, naquele momento, a Eletrobras ainda não estava estruturada para a imersão no negócio. A internacionalização somente foi incorporada ao seu planejamento estratégico a partir de 2009, por meio de associação com empresas brasileiras que já se situassem no exterior. Como bem

observou a unidade técnica, tratou-se de uma estratégia arriscada, por meio da qual se concebia um cenário de vulnerabilidade para a Eletrobras, propensa a se submeter às decisões do parceiro privado, uma vez que as decisões operacionais naturalmente se concentram nas mãos de quem detém a expertise do negócio.

18. Importante também mencionar que não se identificou uma ação de prospecção de negócios internacionais que pudessem estar alinhados a seus objetivos estratégicos, mediante a avaliação de custo de oportunidade de investimento em outras frentes. Nem mesmo há registro da motivação dos atos que levaram à estatal a decidir pelo empreendimento de Tumarín.

I.2. Acordo de acionistas - Contratação dos serviços EPC

19. O passo seguinte ao acordo de cooperação mencionado, que permitiu a realização dos estudos de viabilidade, foi a assinatura do acordo de acionistas entre a Eletrobras e a Queiroz Galvão. A unidade técnica descreve uma situação de sobreposição de interesses da construtora aos da estatal, conformando uma situação em que o interesse público restou prejudicado.

20. As disposições do acordo praticamente asseguravam à Queiroz Galvão a execução do contrato EPC (**Engineering, Procurement, and Construction**). Os serviços representavam parcela extremamente significativa do investimento total, estimada em US\$ 838 milhões, dos US\$ 1,2 bilhão previstos pelos estudos de viabilidade. A seguir, descrevo com maiores detalhes a feição deste acordo e sua operação na prática.

21. A elaboração do preço de referência ficaria a cargo de “consultor de confiança da Eletrobras”, assistido por especialista independente indicado em consenso pelas acionistas. Esse orçamento deveria ter por base os termos de referências, elaborados em conjunto, após a conclusão dos estudos de viabilidade e do projeto básico do empreendimento. Seria, então, aposto sigilo ao orçamento paradigma, valendo inclusive, em tese, em relação à Queiroz Galvão. Depois de aprovado pelo Conselho de Administração da CHC, o preço de referência, juntamente com a memória de cálculo, seriam guardados em envelope lacrado, permanecendo na posse da Eletrobras, até a apresentação da proposta de preço da parceira privada.

22. Se a Queiroz Galvão ofertasse preço inferior ao orçamento paradigma, obteria direito à contratação direta. Caso apresentasse proposta superior em até 20%, poderia lhe ser adjudicada a contratação pelo preço de referência, se fosse de seu interesse. No entanto, caso a oferta da construtora não o atingisse, realizar-se-ia cotação de preços entre empresas privadas em território brasileiro, sem a participação da Queiroz Galvão. Porém ser-lhe-ia facultado o direito de preferência sobre a contratação, bastando que igualasse sua oferta à da empresa vencedora desse procedimento.

23. Ademais, na hipótese de a Queiroz Galvão não conseguir a contratação do EPC, poderia vender a totalidade de sua participação acionária na SPE, com garantia do direito de preferência à Eletrobras para aquisição da totalidade de suas ações, que não subsistiria caso a estatal tivesse interesse em uma aquisição parcial.

I.3. Outras disposições do acordo de acionistas

24. Não bastassem tais disposições, outras regras constantes do acordo de acionistas reforçavam o desequilíbrio entre os interesses das empresas parceiras, a favor da Queiroz Galvão, em um cenário avesso ao princípio da indisponibilidade do interesse público. A desarmonia não se restringia, portanto, à contratação do EPC, mas se estendia à condução do empreendimento como um todo, muito embora o aporte de investimentos fosse paritário.

25. Até a assinatura do EPC, o acordo de acionistas previa que o presidente da SPE fosse indicado pela Queiroz Galvão e que a presidência do Conselho de Administração fosse exercida por pessoa designada pela construtora. À Queiroz Galvão também caberia a indicação de dois dos três membros do Conselho Fiscal. Não há, por outro lado, disposições que prevejam alguma rotatividade no critério de escolha, que permitissem à Eletrobras designar a maior parte dos membros mencionados em outro momento. Ademais, o acordo é impreciso acerca da escolha do presidente da SPE após a fase de construção.

26. Essas regras, em conjunto, criam um cenário em que a Queiroz Galvão detém o poder de decisão sobre sua contratação para a execução das obras. Mais que isso, a execução dos termos do acordo, até então, demonstra a fragilidade a que ficou submetida Eletrobras, pois é difícil garantir que a empresa gestora da SPE e o do líder do Conselho de Administração do empreendimento não tivessem acesso ao preço de referência do contrato de EPC. Há um claro conflito de interesses nessa situação. Além disso, a unidade técnica relata que a execução, até então, dos termos do contrato de acionistas quanto à contratação dos serviços de EPC não obedeceu ao planejado, conforme evidenciam os trechos a seguir destacados do relatório precedente:

“O preço base foi elaborado pela PCE Engenharia a mando da CHN – gerida pela CQG [Construtora Queiroz Galvão] – em vez de ter sido elaborado por consultor independente contratado pela estatal, como previa o acordo de acionistas. Além disso, a análise empreendida pela Eletrobras não atingiu a profundidade requerida pela complexidade do projeto.

(...)

A CQG negocia o preço e os termos do EPC com a CHC, pelo menos, desde 2011 e a presidência da CHC e de seu Conselho de Administração são exercidas por representantes da própria CQG. Por exemplo, há registro de discussões acerca da velocidade de rotação das unidades geradoras, valor de garantia, sanções para o caso de atraso na entrada em operação comercial da usina, etc.”

27. Considerando tal quadro, acolho, com relação os pontos tratados, as propostas da unidade técnica de realização de oitiva da Eletrobras para que se manifeste sobre:

27.1. as irregularidades verificadas no processo decisório de adesão ao projeto de Tumarín, consubstanciadas na ausência de estudos técnicos adequados sobre a viabilidade técnica e econômica do negócio entre a celebração do Acordo de Cooperação, em 30/7/2008, e a celebração do acordo de acionistas, em 15/9/2009, quanto à sua rentabilidade intrínseca e ao seu custo de oportunidade;

27.2. a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão do projeto Tumarín e a inexistência de procedimento licitatório, ainda que simplificado, como o realizado em seleção de parceiros nacionais para formação de SPEs, para a escolha do negócio internacional a aderir;

27.3. a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a Queiroz Galvão, na medida em que se verifica a violação do princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses, considerando a provável execução do contrato EPC pelo parceiro privado e as cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da construtora em detrimento dos objetivos da estatal, a exemplo da divisão das indicações dos membros dos conselhos de administração e fiscal e, por conseguinte, das diretorias. Tais previsões, na prática, já tem exposto a Eletrobras a riscos, inclusive de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado.

28. Também corroboro a proposição de oitiva da Construtora Queiroz Galvão, sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, considerando que decisão futura desta Corte pode vir a afetar seus direitos subjetivos.

29. Contudo, deixo de acompanhar a proposta de oitiva da Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia com relação aos entendimentos firmados entre os governos da Nicarágua e do Brasil, referentes à cooperação mútua na geração de energia elétrica renovável, por entender que não praticou ato que interferisse na forma de operacionalização do negócio, estando, portanto, fora do escopo de atuação deste processo.

II. Elevado risco de dano materialmente relevante à Eletrobras

30. Além do desequilíbrio dos poderes conferidos aos acionistas paritários na SPE pelos termos do acordo de acionistas, agravado pelas diferenças de conhecimento sobre o projeto, a SeinfraElétrica identificou fatos que podem implicar danos financeiros à Eletrobras, detalhados a seguir.

II.1. Assinatura do contrato de licença de geração sem as devidas cautelas quanto à liberação de crédito pelo BNDES:

31. O plano de negócios adotou a premissa de que o BNDES financiaria US\$ 512 milhões do total do projeto, pressuposto que não se viabilizou. O motivo foi um conflito de interesses conformado entre o banco e demais investidores, com relação às cautelas contratadas para mitigação dos riscos políticos. Em contraste ao previsto nas cláusulas do seguro firmado, o BNDES considerou que, como financiador da maior parcela do investimento, seu fundo garantidor deveria ter precedência quanto aos direitos de recuperação dos ativos remanescentes, em caso de eventual sinistro político, em face dos direitos de recuperação da seguradora contratada para proteger o capital próprio investido.

32. Mesmo sem que a questão estivesse resolvida, visto que desde julho de 2012 o enquadramento do projeto junto ao BNDES estava cancelado, a Eletrobras anuiu com a assinatura, pela CHN, do contrato de licença de geração com o governo da Nicarágua, que passou a vigor a partir de 28/2/2015. Como uma das consequências, no cenário mais benéfico, considerando que a execução originalmente prevista para 48 meses pode sofrer uma redução de cronograma para 40 meses, já se vislumbra um atraso de, pelo menos, 5 meses para a entrada em operação da usina. Importante salientar que o contrato de licença de geração prevê sanções administrativas pecuniárias diversas em caso de descumprimento de seus termos.

II.2. Ausência de ações efetivas por parte da Eletrobras no sentido de garantir que o preço e as condições de referência para o EPC estejam compatíveis com o mercado

33. Verificou-se que a Eletrobras não analisou adequadamente o preço de referência do contrato EPC, limitando-se a um exame expedito de seus custos. Conforme abordado anteriormente, a verificação criteriosa desse preço mitigaria o conflito de interesses produzido pelos termos do acordo de acionistas, que favorece a contratação da Queiroz Galvão para a execução desses serviços, além da assimetria de informações e da ausência de concorrência que se operavam na prática. Não é demais lembrar que esses serviços correspondiam à parcela materialmente mais relevante do investimento total do empreendimento.

34. Ficou constatado que o preço oferecido pela Queiroz Galvão situou-se apenas 3% abaixo do orçamento de referência que fora elaborado pela PCE Engenharia a pedido da CHN.

35. Ademais, vejo com preocupação as limitações técnicas enfrentadas pelos empregados da Eletrobras na análise desses preços, conforme relatado pela secretaria do Tribunal. Pode se tratar de um indício de obstrução de informações de interesse da parceira privada. A avaliação feita pela estatal também não alcançou as alterações das condições de legislação da Nicarágua, que repercutiriam diretamente na definição do escopo do empreendimento, e de previsão de financiamento do negócio.

II.3. Existência de cláusula de bônus na minuta do EPC incompatíveis com o nível de conhecimento dos projetos pela estatal

36. A minuta do contrato EPC conta com cláusulas que possibilitam o pagamento de bônus em decorrência de melhorias no projeto que levem à diminuição de custos de implementação ou à redução do prazo prevista para a execução das obras. Não haveria problemas nesse tipo de incentivo se as sócias da SPE contratante detivessem conhecimento pleno e uniforme acerca do projeto, o que não ocorre com relação à Eletrobras.

II.4. Apuração dos valores investidos pela CQG na CHC, para fins de aquisição de sua cota-parte na SPE, com base em avaliação limitada

37. A Eletrobras tem realizado aportes correspondentes à sua participação paritária em despesas que, até então, têm incorrido, em sua maioria, a cargo da parceira privada. No entanto, a estatal não tem se certificado se esses dispêndios seguiram os preços de mercado. Existe, portanto, a possibilidade de que a participação efetiva da Eletrobras na SPE tenha se realizado em valores superiores à parcela da Queiroz Galvão, considerando o ambiente de risco e de exíguo controle em que se deram as contratações efetuadas.

II.5. Realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs e outros gastos realizados com irregularidades contratuais.

38. A SeinfraElétrica assevera que relatório da auditoria interna da própria Eletrobras aponta irregularidades como a realização de despesas de natureza diversa à finalidade da SPE, a

exemplo de gastos com publicidade, propaganda e patrocínio, sucessivas alterações contratuais que levaram à ampliação de objeto, além de pagamentos sem cobertura contratual.

39. Do exposto, considerando as constatações abordadas neste tópico, que indicam a provável ocorrência de prejuízo na execução do empreendimento, acolho a proposta da secretaria quanto à realização de oitiva da Eletrobras para que se manifeste acerca da ausência de atualização do plano de negócios do investimento e da existência dos danos potenciais acima indicados, em especial, a respeito das providências adotadas ou por implementar que possam afastar tais ocorrências, em especial sobre os seguintes pontos:

39.1. anuência, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN, sem antes se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, considerando também os impactos desta falha para o negócio e para o desempenho da estatal, e os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;

39.2. ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC, inclusive, quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações das premissas do projeto pelo governo da Nicarágua;

39.3. inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal se assegurasse de que o projeto básico não contivesse margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio desse mecanismo;

39.4. falta de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela CQG antes de sua entrada no negócio;

39.5. realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e a existência de contratos e aditivos com irregularidades.

40. Considero prescindível, no momento, a cientificação do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da estatal acerca do teor do relatório precedente, uma vez que incluirei na proposta de acórdão o encaminhamento do inteiro teor da decisão à Eletrobras.

III. A estrutura de controles e de governança da Eletrobras é insuficiente para mitigar riscos relevantes e inerentes ao Projeto da UHE Tumarín

41. Com relação ao terceiro achado da fiscalização, a SeinfraElétrica conclui que a estrutura de gestão de riscos utilizada pela Eletrobras no âmbito do projeto Tumarín é deficiente. Conforme já abordado, o empreendimento incorpora uma série de fatores de riscos, como a realização de contratos com partes relacionadas e cláusulas do acordo de acionistas que restringem as ações da estatal na gestão e no controle do negócio. Portanto, seriam necessários, em contrapartida, controles rigorosos por parte da Eletrobras sobre as atividades que envolvem o empreendimento. Ressalto que não se trata aqui da avaliação dos riscos inerentes ao negócio em si, que foi realizada pela CHC/CHN, mas do exame dos riscos da estatal com relação à modelagem da parceria.

42. Diante desse quadro, avalio, em concordância com o que propõe a unidade técnica, que a Eletrobras também deve se manifestar sobre a ausência de processo de gestão de riscos adequados, frente à parceria firmada, em especial sobre: os indícios, apontados por sua auditoria interna, de que a gestão da CHC/CHN espelha-se na gestão da Queiroz Galvão; a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância (equivalente ao Conselho Fiscal) da CHC/CHN; a falta de cautelas adicionais por parte da estatal em função das notícias acerca do envolvimento da construtora na Operação Lava Jato; e, por último, sobre a carência de controles sobre a gestão da CHC/CHN, de forma a assegurar que suas contratações correspondam à realidade de mercado.

IV. Sonegação de Informações e Obstrução à Fiscalização do Projeto UHE Tumarín

43. A Eletrobras sonegou informações relevantes requisitadas pela equipe de fiscalização do Tribunal, em infringência ao disposto no art. 42 da Lei 8.443/1992. Trata-se de documentação essencial à análise das condições do empreendimento, fundamental para o adequado exercício do controle externo, tal como os dados relativos ao projeto, ao orçamento das obras e à gestão dos contratos da CHC e CNH em relação aos ajustes firmados com a Queiroz Galvão Internacional.

Assinalo que a requisição foi reiterada, porém a estatal, em resposta, limitou-se a encaminhar comunicação que recebera da Queiroz Galvão, em que a construtora exige a manutenção do sigilo de tais informações, inclusive com relação a este Tribunal.

44. Na comunicação mencionada remetida à Eletrobras, a Queiroz Galvão aduz que as informações do empreendimento são sigilosas e não poderiam ser enviadas ao TCU em razão de a SPE ter se constituído e situar-se em estado estrangeiro, de forma que o Tribunal não teria jurisdição sobre ela. Alega também que o acordo de acionistas exigiria a anuência da parte contraposta para a revelação de dados sigilosos e que o pedido do Tribunal não se enquadraria nas exceções previstas no acordo, considerando que tais dispositivos aplicar-se-iam somente a solicitações mandatórias originadas de autoridades com jurisdição no Panamá ou na Nicarágua.

45. Sem precisar adentrar no mérito da discussão sobre a competência constitucional desta Corte sobre a fiscalização da aplicação de recursos federais, mesmo quando seu emprego avança os limites do território nacional, observo que a requisição da documentação por parte deste Tribunal no presente caso encontra amparo nos próprios termos do acordo de acionistas da SPE, em sua cláusula 13.4, que assim dispõe:

“13.4. A confidencialidade prevista nesta Cláusula Décima Terceira não implicará em restrição, limitação ou impedimento ao direito de usar ou revelar informações:

(...)

(v) exigidas por qualquer órgão de valores mobiliários, por órgão regulador ou governamental; ou exigidas pela legislação, por determinação judicial;

(vi) exigidas por determinação judicial, arbitral ou administrativa ou por regulamento ou ato normativo de caráter mandatório;

(...)

(x) devam ser divulgadas em cumprimento ao estabelecido na legislação aplicável” (grifos acrescidos)

46. Ademais, permanece sem amparo a alegação da construtora de que as exceções do acordo aplicar-se-iam somente a autoridades do Panamá ou da Nicarágua. O instrumento que regula a atividade das sócias da SPE, hábil a subsidiar a análise da competência fiscalizatória deste Tribunal neste caso concreto, não deixa dúvidas quanto ao atendimento das requisições deste órgão de controle.

47. Desta maneira, proponho, acolhendo mais uma vez a proposta da SeinfraElétrica, que este Tribunal assine prazo para que a Eletrobras, por intermédio do seu Diretor-Presidente, José da Costa Carvalho Neto, e do gestor responsável pela Superintendência de Operações no Exterior, Pedro Luiz de Oliveira Jatobá, ou de quem possa lhes haver sucedido, apresente os documentos e informações solicitados, e que o Ministério de Minas e Energia seja comunicado sobre tal ocorrência, nos termos do art. 42, § 1º, da Lei 8.443/1992 c/c o art. 245, § 1º, do Regimento Interno do TCU. Outrossim, cabe notificar os gestores de que, vencido o prazo sem o cumprimento da exigência, ficarão sujeitos às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da mesma lei e no art. 268, incisos IV a VI, do RI/TCU, independentemente de audiência prévia, conforme disposto no art. 268, § 3º, do Regimento Interno.

48. No mais, com à Usina de Inambari, localizada no Peru, o escopo dos trabalhos realizados restringiu-se às circunstâncias que envolveram o encerramento do projeto, além de avaliar se as providências adotadas em seguida foram adequadas.

49. Quanto à interrupção do projeto, apurou-se que, embora a EGASUR, subsidiária da IGESA, tenha cumprido com os requisitos da concessão, tendo apresentado ao governo peruano os estudos de viabilidade da UHE Inambari, houve uma mudança na condução da política de desenvolvimento de infraestrutura no Peru que inviabilizou a continuidade do empreendimento.

50. Entre os anos de 2009 e 2013 foi aportado o montante de R\$ 54,5 milhões no empreendimento pela OAS, Furnas e Eletrobras, sócias da IGESA, destinado à manutenção da SPE e à elaboração dos estudos de viabilidade do projeto. Do total investido, foi reconhecida uma perda contábil por imparidade no valor de R\$ 30,2 milhões, sobre os ativos imobilizados da SPE relativos

aos estudos de viabilidade executados, ante à reversão das expectativas de obtenção da concessão definitiva e de construção da UHE Inambari. Dessa quantia, a perda do sistema Eletrobras equivale a R\$ 14,8 milhões, considerando que a participação conjunta das estatais corresponde a 49% das ações da SPE.

51. Embora possa se considerar que tais perdas sejam aceitáveis, em razão dos riscos inerentes à fase preliminar do projeto, observa-se certa inércia na atuação das acionistas públicas, quanto à resolução sobre o futuro das SPEs constituídas para a exploração do empreendimento. Em que pese Eletrobras e Furnas terem informado que pretendem encerrar a IGESA, até o momento, não há notícias de que tenham promovido a convocação da assembleia geral com esse propósito. Mesmo a SPE se encontrando em hibernação, sua mera existência demanda aportes dos sócios públicos, o que não se mostra razoável em face da ausência de perspectivas políticas favoráveis para a retomada do projeto.

52. Com relação as ações até então executadas, a SeinfraElétrica relata que, “em 8/9/2015, o Conselho de Administração da IGESA reuniu-se e aprovou o plano de redução de custos e a natural diminuição de suas atividades, além de recomendar a convocação da assembleia geral de acionistas para decisão sobre a forma de manutenção do projeto e a continuidade da companhia, uma vez que a SPE já não teria recursos para manter-se sem novos aportes pelos sócios, de acordo com Furnas”.

53. Nesse sentido, considero adequada a proposta de oitiva da Eletrobras e de Furnas com relação à ausência de providências destinadas a resolver o futuro da SPE IGESA e da forma de manutenção dos ativos de projetos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari.

54. Não obstante, caso haja razão para entendimento diverso por parte dos gestores, no sentido de prolongar a existência da SPE, é pertinente cientificar as estatais envolvidas de que se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs, editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que se oponham aos interesses públicos, as quais podem estar, inclusive, sujeitas à futura declaração de nulidade pelo TCU.

55. Retomando à análise e às conclusões sobre a situação da UHE Tumarín, a unidade técnica considerou estarem presentes, na espécie, a fumaça do bom direito e o perigo na demora, os quais sobrepõem os possíveis acontecimentos que caracterizariam um perigo na demora reverso.

56. A secretaria considera que o **fumus boni iuris** está caracterizado pelo fato de o acordo de acionistas elaborado para o projeto da UHE Tumarín favorecer os objetivos da Construtora Queiroz Galvão S.A. (CQG) em detrimento aos interesses da Eletrobras, que assumiu riscos demasiados no negócio, em desrespeito ao princípio da indisponibilidade do interesse público. Também considera o fato de a estatal não ter condições de examinar a viabilidade do empreendimento no cenário atual, o que não permite sustentar que as condições do investimento mantêm-se atrativas. Ainda sob esse aspecto, a SeinfraElétrica pondera que a Eletrobras não apurou devidamente o preço de referência do contrato de EPC, subsistindo riscos de que se transfiram ganhos indevidos para a CQG. Acrescenta a isso a debilidade dos sistemas de controle interno da Eletrobras na gestão do empreendimento e a negativa de disponibilização de informações pela estatal acerca dos contratos celebrados pela CHC/CHN com partes relacionadas.

57. Quanto à caracterização do **periculum in mora**, a SeinfraElétrica aponta o fato de o empreendimento já ter sido outorgado à CHC/CHN (com a emissão e assinatura da licença de geração), o que faz com que os prazos previstos para a concessão já estejam em andamento, gerando obrigações à SPE. Tal circunstância, somada à ausência de financiamento para a implantação do empreendimento, permitiriam novos aportes por parte dos acionistas da SPE, num cenário de incertezas. Nesse sentido, a unidade técnica assinala que a Eletrobras autorizou o aporte de mais US\$ 100 milhões no empreendimento para o período de 2015 a 2016. Também pondera, em sua avaliação, a realização de aditamentos contratuais com a Queiroz Galvão Internacional, sem que estejam claras as motivações dessas alterações.

58. Quanto à efetivação da medida cautelar, a unidade instrutiva lembra que as obras já estão paralisadas por falta de financiamento, e que os prejuízos eventualmente suportados por atraso não superariam os danos que podem advir de novos aportes. Ademais, considera que uma possível perda da concessão por parte da CHN implicaria em prejuízos da ordem de US\$ 10,7 milhões ao projeto

59. De fato, considero grave o quadro conformado na UHE Tumarín, com relação à participação da Eletrobras, e concordo que todos os elementos mencionados mostram-se mais que suficientes para caracterizar a fumaça de bom direito. Entendo também estar constituído o perigo na demora para justificar a adoção de medida cautelar, no sentido de que a Eletrobras se abstenha de realizar novas inversões financeiras ao empreendimento até ulterior pronúncia desta Corte de Contas. Por fim, devem ser promovidas as oitivas propostas pela unidade técnica conforme abordado no decorrer de meu voto.

Ante o exposto, voto por que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto a este Plenário:

“9.1. conhecer da presente representação;

9.2. determinar, cautelarmente, à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que se abstenha de realizar inversões financeiras às Sociedades de Propósito Específico (SPEs) Centrais Hidroelétricas de Centroamérica S.A (CHC) e Centrais Hidrelétricas de Nicarágua (CHN) até o pronunciamento de mérito pelo Tribunal de Contas da União;

9.3. realizar a oitiva da Eletrobras para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre:

9.3.1. a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão ao Projeto Tumarín, e sobre a não realização de estudos de alternativas para a escolha do negócio internacional a participar;

9.3.2. a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a Construtora Queiroz Galvão S.A., considerando a violação ao princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses no processo de contratação do EPC e na existência de cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da construtora, em detrimento dos objetivos da estatal, expondo, na prática, a estatal a riscos de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado;

9.3.3. a ausência de atualização do plano de negócios de Tumarín em face da existência dos danos potenciais apurados, em especial quanto à não adoção de providências que possam afastar tais ocorrências, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.3.1. ter anuído, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN sem se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, inclusive quanto aos impactos desta omissão para o negócio em si e para o desempenho da estatal, e também sem avaliar devidamente os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;

9.3.3.2. a ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC do Projeto Tumarín, inclusive quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações realizadas nas premissas do projeto pelo governo da Nicarágua;

9.3.3.3. a inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal se assegurasse de que o projeto básico não tinha margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio do referido mecanismo;

9.3.3.4. a ausência de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela Construtora Queiroz Galvão antes de sua entrada no negócio, tendo em vista a limitação de escopo reportada no Relatório de Auditoria Interna 003/2010, de 4/2/2010;

9.3.3.5. a realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e de contratos e aditivos com irregularidades;

9.3.4. os riscos assumidos com sua participação no projeto Tumarín, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.4.1. a ausência de processo de gestão de riscos sobre o empreendimento, referente ao exame dos riscos enfrentados pela própria estatal frente à consumação da parceria;

9.3.4.2. a indicação, nos achados de sua auditoria interna, de que a gestão da CHC/CHN espelha-se na gestão da Queiroz Galvão e que a estatal atua como mera coadjuvante nas tomadas de decisões sobre o empreendimento;

9.3.4.3. a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância da CHC/CHN (equivalente ao conselho fiscal das empresas brasileiras);

9.3.4.4. a ausência de controles efetivos da estatal sobre a gestão dos contratos da CHC/CHN, de forma a assegurar-se de que correspondam à realidade de mercado;

9.4. realizar oitiva da Eletrobras e de Furnas Centrais Elétricas S.A, para que, em relação ao projeto da UHE Inambari, se manifestem, no prazo de quinze dias, sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial acerca da ausência de providências dos acionistas públicos no sentido de resolver: (i) o futuro da SPE Igesa; e (ii) a forma de manutenção dos ativos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari;

9.5. assinar o prazo de quinze dias para que a Eletrobras apresente os documentos e informações solicitados pela equipe de auditoria e determinar a comunicação do Ministério de Minas e Energia sobre a sonegação de informações perpetrada pela estatal, notificando-se o Diretor-Presidente da Eletrobras (José da Costa Carvalho Neto, CPF: 044.602.786-34) e o responsável pela Superintendência de Operações no Exterior da companhia (Pedro Luiz de Oliveira Jatobá, CPF: 116.073.435-68) de que, vencido o prazo sem o atendimento integral dessa solicitação, ficarão sujeitos às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da Lei 8.443/1992 e no art. 268, incisos IV a VI, do RI/TCU, independentemente de audiência prévia, nos termos do art. 268, § 3º, do Regimento Interno;

9.6. realizar a oitiva da Construtora Queiroz Galvão para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, uma vez que decisão futura desta Corte pode afetar seus direitos subjetivos;

9.7. dar ciência à Eletrobras e Furnas de que, caso pretendam manter a SPE Igesa, se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, inclusive compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que atentem contra o interesse público.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 25 de maio de 2016.

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO
Relator

ACÓRDÃO N° tagNumAcordao – TCU – tagColegiado

1. Processo nº TC 024.273/2015-5
2. Grupo I – Classe VII – Representação
3. Representante: Ministério Público junto ao TCU, na pessoa do Procurador Sergio Ricardo Costa Caribé
4. Unidades: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: SeinfraElétrica
8. Advogados constituídos nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de representação formulada pelo Ministério Público junto ao TCU (MP/TCU), a respeito de riscos de irregularidades envolvendo estatais brasileiras nos projetos de construção da Usina Hidrelétrica (UHE) Inambari, no Peru, e da UHE Tumarín, na Nicarágua.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, com fundamento nos arts. 42, 43 e 45 da Lei 8.443/1992 c/c os arts. 245, § 1º, 250, inciso V, e 276 do Regimento Interno/TCU, e ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. conhecer da presente representação;

9.2. determinar, cautelarmente, à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que se abstenha de realizar inversões financeiras às Sociedades de Propósito Específico (SPEs) Centrais Hidroelétricas de Centroamérica S.A (CHC) e Centrais Hidrelétricas de Nicarágua (CHN) até o pronunciamento de mérito pelo Tribunal de Contas da União;

9.3. realizar a oitiva da Eletrobras para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre:

9.3.1. a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão ao Projeto Tumarín, e sobre a não realização de estudos de alternativas para a escolha do negócio internacional a participar;

9.3.2. a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a Construtora Queiroz Galvão S.A., considerando a violação ao princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses no processo de contratação do EPC e na existência de cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da construtora, em detrimento dos objetivos da estatal, expondo, na prática, a estatal a riscos de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado;

9.3.3. a ausência de atualização do plano de negócios de Tumarín em face da existência dos danos potenciais apurados, em especial quanto à não adoção de providências que possam afastar tais ocorrências, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.3.1. ter anuído, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN sem se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, inclusive quanto aos impactos desta omissão para o negócio em si e para o desempenho da estatal, e também sem avaliar devidamente os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;

9.3.3.2. a ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC do Projeto Tumarín, inclusive quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações realizadas nas premissas do projeto pelo governo da Nicarágua;

9.3.3.3. a inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal se assegurasse de que o projeto básico não tinha margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio do referido mecanismo;

9.3.3.4. a ausência de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela Construtora Queiroz Galvão antes de sua entrada no negócio, tendo em vista a limitação de escopo reportada no Relatório de Auditoria Interna 003/2010, de 4/2/2010;

9.3.3.5. a realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e de contratos e aditivos com irregularidades;

9.3.4. os riscos assumidos com sua participação no projeto Tumarín, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.4.1. a ausência de processo de gestão de riscos sobre o empreendimento, referente ao exame dos riscos enfrentados pela própria estatal frente à consumação da parceria;

9.3.4.2. a indicação, nos achados de sua auditoria interna, de que a gestão da CHC/CHN espelha-se na gestão da Queiroz Galvão e que a estatal atua como mera coadjuvante nas tomadas de decisões sobre o empreendimento;

9.3.4.3. a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância da CHC/CHN (equivalente ao conselho fiscal das empresas brasileiras);

9.3.4.4. a ausência de controles efetivos da estatal sobre a gestão dos contratos da CHC/CHN, de forma a assegurar-se de que correspondam à realidade de mercado;

9.4. realizar oitiva da Eletrobras e de Furnas Centrais Elétricas S.A, para que, em relação ao projeto da UHE Inambari, se manifestem, no prazo de quinze dias, sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial acerca da ausência de providências dos acionistas públicos no sentido de resolver: (i) o futuro da SPE Igesa; e (ii) a forma de manutenção dos ativos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari;

9.5. assinar o prazo de quinze dias para que a Eletrobras apresente os documentos e informações solicitados pela equipe de auditoria e determinar a comunicação do Ministério de Minas e Energia sobre a sonegação de informações perpetrada pela estatal, notificando-se o Diretor-Presidente da Eletrobras (José da Costa Carvalho Neto, CPF: 044.602.786-34) e o responsável pela Superintendência de Operações no Exterior da companhia (Pedro Luiz de Oliveira Jatobá, CPF: 116.073.435-68) de que, vencido o prazo sem o atendimento integral dessa solicitação, ficarão sujeitos às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da Lei 8.443/1992 e no art. 268, incisos IV a VI, do RI/TCU, independentemente de audiência prévia, nos termos do art. 268, § 3º, do Regimento Interno;

9.6. realizar a oitiva da Construtora Queiroz Galvão para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, uma vez que decisão futura desta Corte pode afetar seus direitos subjetivos;

9.7. dar ciência à Eletrobras e Furnas de que, caso pretendam manter a SPE Igesa, se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, inclusive compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que atentem contra o interesse público.

DECLARAÇÃO DE VOTO

Preliminarmente, ressalto a elevada qualidade do brilhante voto elaborado pelo Ministro José Múcio Monteiro. De maneira geral, posiciono-me de acordo com as conclusões de Sua Excelência e acompanho a deliberação proposta.

2. Permito-me, entretanto, fazer uma sugestão pontual, relativa ao melhor deslinde processual deste caso.

3. Sua Excelência discorda da proposta ofertada pela SeinfraElettrica, de imediata concessão de medida cautelar, uma vez que não estaria devidamente caracterizado o *periculum in mora*. Minha percepção sobre os fatos e os fundamentos trazidos pela unidade instrutiva é ligeiramente diversa, o que me conduz a acompanhar aquela proposta nesse aspecto particular.

4. Ainda que as obras estejam paralisadas, verifico a existência de risco significativo de que mais recursos sejam direcionados ao empreendimento (informa a unidade instrutiva que já existe autorização para aporte da ordem de US\$ 100 milhões), o que justificaria, no meu entender, a expedição de determinação dirigida à Eletrobras para que se abstenha de realizar novas inversões financeiras.

5. Ademais, diante do quadro fático apresentado, existem riscos de novos aditivos contratuais com a Queiroz Galvão Internacional, sem que estejam claras as motivações dessas alterações.

6. Na verdade, o fato de as obras já estarem paralisadas reforça a inexistência de *periculum in mora* reverso, eis que a medida aqui defendida não levará à diminuição do ritmo de execução dos contratos. Ademais, conforme apontado pela unidade instrutiva, os prejuízos suportados por eventual atraso nas obras não superariam os danos que podem advir de novos aportes, da ordem de US\$ 100 milhões.

7. Ante o exposto, entendo que estamos diante de fundado receio de grave lesão ao erário e ao interesse público, suficiente para fundamentar a adoção da medida prevista no art. 276, *caput*, do Regimento Interno do Tribunal de Contas da União.

Destarte, caracterizados o *fumus boni juris* e o *periculum in mora* e inexistente o perigo da demora reverso, proponho seja adotada, desde já, a medida cautelar sugerida pela unidade instrutiva, promovendo-se a oitiva da Eletrobras nos mesmos termos consignados pela SeinfraElettrica, alterando-se, todavia, seu fundamento legal para Art. 276, § 3º, do RITCU.

Ante o exposto, voto por que o Tribunal adote o acórdão que ora submeto a este Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 25 de maio de 2016.

Ministro BRUNO DANTAS
Redator

ACÓRDÃO Nº 1330/2016 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 024.273/2015-5
2. Grupo I – Classe VII – Representação
3. Representante: Ministério Público junto ao TCU, na pessoa do Procurador Sergio Ricardo Costa Caribé
4. Unidades: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
- 5.1. Redator: Ministro Bruno Dantas
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: SeinfraElétrica
8. Advogados constituídos nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de representação formulada pelo Ministério Público junto ao TCU (MP/TCU), a respeito de riscos de irregularidades envolvendo estatais brasileiras nos projetos de construção da Usina Hidrelétrica (UHE) Inambari, no Peru, e da UHE Tumarín, na Nicarágua.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, com fundamento nos arts. 42, 43 e 45 da Lei 8.443/1992 c/c os arts. 245, § 1º, 250, inciso V, e 276 do Regimento Interno/TCU, e ante as razões expostas pelo Redator, em:

9.1. conhecer da presente representação;

9.2. determinar, cautelarmente, à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que se abstenha de realizar inversões financeiras às Sociedades de Propósito Específico (SPEs) Centrais Hidroelétricas de Centroamérica S.A (CHC) e Centrais Hidroelétricas de Nicarágua (CHN) até o pronunciamento de mérito pelo Tribunal de Contas da União;

9.3. realizar a oitiva da Eletrobras para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre:

9.3.1. a ausência de motivação dos atos decisórios que levaram à adesão ao Projeto Tumarín, e sobre a não realização de estudos de alternativas para a escolha do negócio internacional a participar;

9.3.2. a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas firmado com a Construtora Queiroz Galvão S.A., considerando a violação ao princípio da indisponibilidade do interesse público, consubstanciada na existência de conflito de interesses no processo de contratação do EPC e na existência de cláusulas que favorecem sobremaneira os interesses da construtora, em detrimento dos objetivos da estatal, expondo, na prática, a estatal a riscos de apropriação de ganhos indevidos pelo parceiro privado;

9.3.3. a ausência de atualização do plano de negócios de Tumarín em face da existência dos danos potenciais apurados, em especial quanto à não adoção de providências que possam afastar tais ocorrências, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.3.1. ter anuído, em decisão do seu Conselho de Administração, com a assinatura do contrato de licença de geração pela CHN sem se certificar de que as condições dos financiamentos seniores do negócio pudessem ser cumpridas, inclusive quanto aos impactos desta omissão para o negócio em si e para o desempenho da estatal, e também sem avaliar devidamente os riscos exclusivos para a estatal envolvidos na execução do empreendimento;

9.3.3.2. a ausência de análise pormenorizada dos custos do EPC do Projeto Tumarín, inclusive quanto ao aspecto cambial dos valores dos insumos e das modificações realizadas nas premissas do projeto pelo governo da Nicarágua;

9.3.3.3. a inclusão de cláusulas de bônus na minuta do EPC sem que a estatal se assegurasse de que o projeto básico não tinha margens que poderiam ser indevidamente apropriadas por meio do referido mecanismo;

9.3.3.4. a ausência de análise efetiva sobre a economicidade dos custos incorridos pela Construtora Queiroz Galvão antes de sua entrada no negócio, tendo em vista a limitação de escopo reportada no Relatório de Auditoria Interna 003/2010, de 4/2/2010;

9.3.3.5. a realização de despesas com publicidade e propaganda fora dos propósitos das SPEs constituídas e de contratos e aditivos com irregularidades;

9.3.4. os riscos assumidos com sua participação no projeto Tumarín, manifestando-se necessariamente sobre:

9.3.4.1. a ausência de processo de gestão de riscos sobre o empreendimento, referente ao exame dos riscos enfrentados pela própria estatal frente à consumação da parceria;

9.3.4.2. a indicação, nos achados de sua auditoria interna, de que a gestão da CHC/CHN espelha-se na gestão da Queiroz Galvão e que a estatal atua como mera coadjuvante nas tomadas de decisões sobre o empreendimento;

9.3.4.3. a ausência de funcionamento efetivo do Comitê de Vigilância da CHC/CHN (equivalente ao conselho fiscal das empresas brasileiras);

9.3.4.4. a ausência de controles efetivos da estatal sobre a gestão dos contratos da CHC/CHN, de forma a assegurar-se de que correspondam à realidade de mercado;

9.4. realizar oitiva da Eletrobras e de Furnas Centrais Elétricas S.A, para que, em relação ao projeto da UHE Inambari, se manifestem, no prazo de quinze dias, sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial acerca da ausência de providências dos acionistas públicos no sentido de resolver: (i) o futuro da SPE Igesa; e (ii) a forma de manutenção dos ativos gerados nos estudos de viabilidade da UHE Inambari;

9.5. assinar o prazo de quinze dias para que a Eletrobras apresente os documentos e informações solicitados pela equipe de auditoria e determinar a comunicação do Ministério de Minas e Energia sobre a sonegação de informações perpetrada pela estatal, notificando-se o Diretor-Presidente da Eletrobras (José da Costa Carvalho Neto, CPF: 044.602.786-34) e o responsável pela Superintendência de Operações no Exterior da companhia (Pedro Luiz de Oliveira Jatobá, CPF: 116.073.435-68) de que, vencido o prazo sem o atendimento integral dessa solicitação, ficarão sujeitos às sanções previstas no art. 58, incisos IV a VI, da Lei 8.443/1992 e no art. 268, incisos IV a VI, do RI/TCU, independentemente de audiência prévia, nos termos do art. 268, § 3º, do Regimento Interno;

9.6. realizar a oitiva da Construtora Queiroz Galvão para que, no prazo de quinze dias, se manifeste sobre as constatações apuradas nestes autos, em especial sobre a legalidade e a legitimidade do acordo de acionistas, uma vez que decisão futura desta Corte pode afetar seus direitos subjetivos;

9.7. dar ciência à Eletrobras e Furnas de que, caso pretendam manter a SPE Igesa, se assegurem de que o acordo de acionistas esteja em conformidade com as boas práticas de gestão e de governança pública, inclusive compatibilizando-o com as orientações do manual de gestão de SPEs editado pela Eletrobras Holding em abril de 2015, repactuando eventuais cláusulas que atentem contra o interesse público.

10. Ata nº 18/2016 – Plenário.

11. Data da Sessão: 25/5/2016 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1330-18/16-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Raimundo Carreiro (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, José Múcio Monteiro (Relator), Ana Arraes, Bruno Dantas (Redator) e Vital do Rêgo.

13.2. Ministros com voto vencido: José Múcio Monteiro e Vital do Rêgo.

13.3. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

13.4. Ministros-Substitutos presentes: Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

RAIMUNDO CARREIRO

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

BRUNO DANTAS

Redator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

LUCAS ROCHA FURTADO

Procurador-Geral, em exercício