



CARTA SEWORLD – 8º FÓRUM MUNDIAL DA ÁGUA – Brasília, 22/03/2018

SIDE EVENT - RESERVATÓRIOS, UMA QUESTÃO DE SEGURANÇA HÍDRICA

A água é um elemento essencial à vida e ao desenvolvimento de diversas atividades humanas. A crescente utilização para diversos fins como indústria, produção agropecuária, geração de energia, consumo doméstico, entre outros, observado ainda os efeitos climatológicos, tem feito com que a disponibilidade hídrica não esteja sendo suficiente para atender as demandas e, ainda, manter as condições ambientais mínimas para o desenvolvimento socioeconômico e ambiental em muito dos espaços territoriais das bacias hidrográficas, vivenciando-se, nesse momento, uma situação de escassez hídrica, a qual já está evidenciada em diversas bacias hidrográficas do Brasil.

Em boa parte do país, o período de chuvas, chamado de período úmido, dura em torno de seis meses, começando em novembro e terminando em abril, por consequência, os demais sete meses de pouca chuva formam o período seco. Além dessa variação anual das chuvas, com meses úmidos e secos, há uma outra variável que consiste num bloco de anos consecutivos com chuvas acima da média, seguido por um outro bloco com chuvas abaixo da média. No Brasil esses ciclos têm, em média, oito anos.

Dessa forma, existem situações em que a disponibilidade hídrica natural, verificadas nas vazões disponíveis, não é suficiente para suprir as demandas, havendo então a necessidade de aumentar essa disponibilidade pelo aproveitamento do potencial de regularização de vazão nos cursos d'água, através da construção de reservatórios de acumulação.

ORGANIZAÇÃO





Se as precipitações fossem permanentes ao longo do ano, em volumes significativos, não se justificaria construir represas e toda a demanda de água poderia ser atendida por captações nas calhas dos rios e em espelhos de água naturais. A construção dos reservatórios se faz necessária para acumular água nos períodos de maior pluviosidade e para transferir esse estoque ao longo do tempo, suprindo a demanda em períodos de menor chuva, garantindo a segurança hídrica regional.

Segundo o conceito dado pela UN-Water, segurança hídrica é *“a capacidade de uma população de:*

- i) *assegurar o acesso à água em quantidade adequada e de qualidade aceitável para a vida (subsistência) sustentável, o bem-estar humano e o desenvolvimento socioeconômico;*
- ii) *garantir a proteção contra a poluição e os desastres relacionados com a água, e a preservação ecossistemas, em um clima de paz e estabilidade política”.*

O primeiro pronunciamento intergovernamental sobre segurança hídrica aconteceu no 2º Fórum Mundial da Água em 2000, com uma Declaração Ministerial, onde foi dito que segurança hídrica *“significa garantir que ecossistemas de água doce, costeira e outros relacionados sejam protegidos e melhorados; que o desenvolvimento sustentável e a estabilidade política sejam promovidos; que cada pessoa tenha acesso à água potável suficiente a um custo acessível para levar uma vida saudável e produtiva, e que a população vulnerável seja protegida contra os riscos relacionados à água.”* Tal Declaração Ministerial também listou sete “desafios principais” à consecução da segurança hídrica: 1. *Satisfação das necessidades básicas;* 2. *Garantia do abastecimento de alimentos;* 3. *Proteção aos ecossistemas;* 4. *Compartilhamento de*

ORGANIZAÇÃO





recursos hídricos; 5. Gerenciamento de riscos; 6. Valorização da água; e 7. Controle racional da água.

Para vencermos esses desafios, que dezoito anos depois ainda são atuais, a sociedade como um todo necessita rever seus conceitos e suas ações. Por essa razão, os gestores de recursos hídricos têm revisitado a questão dos reservatórios de acumulação. Posto que é preciso ser previdente, aproveitando os períodos climáticos favoráveis para acumular água para os períodos desfavoráveis.

Em se tratando apenas de geração de energia, o volume de armazenamento dos reservatórios que abastecem as hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, tem uma capacidade nominal de inferior a 4 meses de geração. Situação bem delicada para os consumidores, posto que a fonte hídrica, além de ser renovável, representando 63% de nossa matriz elétrica, também é a forma de energia mais barata e que contribui pelo fato de ser uma fonte firme, para instalação de outras fontes renováveis, consideradas intermitentes, como as energias eólica e solar, ajudando assim a manter uma matriz nacional limpa, observada a política de modicidade tarifária. Para garantir o abastecimento, o Brasil tem hoje, em média, água reservada para 43 dias. Uma vez excluídos os reservatórios de energia elétrica, haverá menos de 7 dias de garantia de água. Números bem distantes dos Estados Unidos, que têm, em média, mil dias.

Além disso, a construção de reservatórios permite que as outorgas de direito de uso dos recursos hídricos sejam concedidas a um maior número de usuários, garantindo assim a multiplicidade de usos das águas.

ORGANIZAÇÃO





Nesse sentido, é muito importante que as decisões a serem tomadas por todos os atores sociais interessados nesse tema, levem em consideração a importância do uso múltiplo da água, observando as necessidades de todos os setores que a utilizam, bem como sua importância para o meio ambiente levando em contas as prioridades de uso que são (i) abastecimento humano e (ii) dessedentação de animais, não esquecendo que a geração de energia é considerada de utilidade pública. Lembrando sempre que, independente da finalidade do barramento, eles permitem ainda o controle de cheias e a regularização da vazão.

A necessidade do planejamento na efetiva retomada da construção de barragens de elevada capacidade de reservação, precisa estar assegurada em políticas pragmáticas, gestão eficaz, arcabouço jurídico forte, sistemas de engenharia confiáveis, usos múltiplos e conscientização sobre os riscos existentes, tudo isso incorporados em um Plano Nacional de Segurança Hídrica, capaz de em sua ações minimizar eventos de cheias e de secas.

O planeta está na iminência de chegar a um ponto crítico com relação ao uso dos recursos hídricos, e, para fazer frente a essa questão, é necessário garantir os princípios da equidade, precaução e sustentabilidade. Nossos reservatórios hoje, estão operando sob pressão, atendendo demandas para as quais não foram projetados, fragilizando políticas setoriais e acarretando consequente déficit econômico, além de impactar a qualidade de vida da população e dos biomas. No entanto, ao mesmo tempo, esse enfrentamento da crise hídrica também tem ensinado a importância de uma gestão compartilhada, com decisões democráticas, mostrando como é importante o papel dos comitês de bacia nessa mediação.

ORGANIZAÇÃO





Assim, pelo exposto, a retomada da política de reservação de água é perfeitamente possível e urgente para evitar a ampliação da situação de escassez hídrica declarada nas bacias hidrográficas brasileiras. São os reservatórios que podem garantir a segurança nos eventos climáticos, a navegação, o turismo, a produção de energia, a água para indústria e irrigação, produção e alimentos e, principalmente, o abastecimento humano e dessedentação de animais.

Por fim, em setembro de 2015, líderes mundiais reuniram-se na sede da ONU e definiram um plano de ação para erradicar a pobreza, proteger o planeta e garantir que as pessoas alcancem a paz e a prosperidade, denominado: “Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”. Essa agenda contém um conjunto de 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), dentre os quais se destacam a eficiência na gestão dos recursos naturais, a mitigação e adaptação às mudanças climáticas e resiliência a desastres.

ORGANIZAÇÃO





CONCLUSÃO

- Os reservatórios de acumulação atendem um grande número de demandas, propiciando a viabilização do uso múltiplo da água;
- Reservatórios de acumulação do etro Elétrico são importantes para inserção de outras fontes renováveis intermitentes de geração como solar e eólica.
- A perda de capacidade de regularização hidrelétrica devido às restrições para às usinas com reservatórios foi compensada pela construção de outras fontes de geração com custos mais elevados;
- Novas fontes de geração e novas tecnologias trarão significativas mudanças no setor elétrico.

Ao defendermos a construção de reservatórios de acumulação como um instrumento para a garantia da segurança hídrica, estamos defendendo os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

Este side event, renomeado durante as discussões – *Reservatórios, uma questão de segurança hídrica*, tem como resultado a proposta de retomada da construção de reservatórios de água com significativa capacidade de acumulação, destinados ao uso múltiplo. Esses reservatórios têm papel fundamental para assegurar o abastecimento para consumo humano, produção agropecuária, indústria e geração de energia elétrica, beneficiando o meio ambiente.

Organização do Evento

FMASE – Énio Marcus Brandão Fonseca

ABRAGEL – Luiz Otávio Koblitz

ABRAPCH – Paulo Arbex

Coordenação Geral do Evento - Maria Aparecida B. P. Vargas (ABRAGEL/ FMASE)
Colaboração – Júlia Sagaz (ABIAPE/ FMASE) e Lízia Reis (ABRAGEL/ FMASE)

ORGANIZAÇÃO





CBDB

Comitê Brasileiro de Barragens

ÁGUA E ENERGIA PARA A VIDA

CARTA DE SÃO PAULO

23 de maio de 2018

MANIFESTO EM DEFESA DE ATUAÇÃO GOVERNAMENTAL PARA PROPORCIONAR A VIABILIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS HIDRÁULICOS COM RESERVATÓRIOS DE ACUMULAÇÃO NO BRASIL

Há quase 60 anos, o Comitê Brasileiro de Barragens (CBDB) apoia e subsidia a utilização responsável dos recursos hídricos nacionais.

Fornecimento perene de água e alimentos é preocupação constante e, como esses são sazonais, pouco uniformes no tempo, estocamos na abundância para utilizarmos na carência. Os reservatórios são evolução natural desse aspecto, reserva de segurança para a manutenção da vida pelo fornecimento contínuo de água. A espécie humana convive com barragens desde o início da civilização e passou a utilizar o aumento do desnível de água armazenado em rodas d'água, evoluindo daí formas de gerar energia.

A disponibilidade de água e energia permite que existam conglomerados humanos com milhões de indivíduos. Crescimento e concentração populacional são afetados pela desigualdade de acesso da maioria das pessoas a insumos básicos: água tratada, acesso à energia, mobilidade e moradia, condições mínimas de higiene e conforto.

Além das regiões metropolitanas, o País possui áreas com clima seco que devem ser atendidas pelo aumento da reservação, criando condições de sobrevivência aos atingidos pelas secas constantes. Essas regiões se adequam à vida humana digna, desde que atendidas por empreendimentos e gestão adequada de recursos hídricos. Hoje, 50% dos alimentos utilizados dependem de irrigação: empreendimentos hidráulicos, sua expansão, manutenção e proteção contra efeitos de mudanças climáticas são preconizados nos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 da ONU.

O Brasil sempre foi um País responsável e inovador na área de recursos hídricos. Domina toda a tecnologia e fases para o desenvolvimento de empreendimentos hidráulicos com parque industrial consolidado. A falta de discussão, alguma desinformação e limites de investimento aumentaram o risco hídrico, gerando um sistema cada vez mais hidrotérmico. A falta de recursos coloca hoje a indústria e a construção nacionais em risco, podendo emigrar do Brasil, aumentando importação de tecnologia, equipamentos e combustíveis, expostos ao custo das variações cambiais.

O ciclo natural da água gerado pela energia da insolação e gravidade, utilizado com os devidos cuidados em usina hidrelétrica produz energia limpa, renovável, com impacto extremamente baixo na produção de gases do efeito estufa. A energia das hidrelétricas provém exclusivamente da água, ao contrário de termelétricas, majoritariamente utilizadas em países desenvolvidos que, após exaurirem recursos hidrelétricos, geram preponderantemente a partir de combustíveis fósseis ou materiais radioativos.

Comitê Brasileiro de Barragens

ÁGUA E ENERGIA PARA A VIDA

CARTA DE SÃO PAULO

23 de maio de 2018

MANIFESTO EM DEFESA DE ATUAÇÃO GOVERNAMENTAL PARA PROPORCIONAR A VIABILIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS HIDRÁULICOS COM RESERVATÓRIOS DE ACUMULAÇÃO NO BRASIL

O Brasil tem recursos hídricos abundantes, com distribuição heterogênea em bacias hidrográficas, com condições hidrológicas diversas, que geraram um sistema elétrico único no mundo: é interligado, cobre o País, permite levar a energia de uma região a outra, otimizando o sistema, aumentando a disponibilidade e a confiança nele.

Há décadas, o País posterga investimentos importantes na área de recursos hídricos e construção de reservatórios, gerando o panorama atual de água superficial poluída, sistema elétrico dimensionado em condição crítica de fornecimento e carência de água em regiões urbanas importantes. Abriu mão da reserva de água na maior parte dos empreendimentos, optando por usinas denominadas de fio d'água, que geram energia através da água que chega a cada instante no empreendimento, sem regularizar o curso d'água, usando desniveis mínimos para a produção de energia. Apesar de viáveis economicamente, inunda-se, ainda, área considerável sem o armazenamento que equivaleria à reserva que manteria o sistema seguro. Essa falta causa a necessidade de complementação por energia térmica, com impactos econômicos, sociais e ambientais.

Acreditamos que diversificar a matriz elétrica é fundamental e deve-se buscar soluções sustentáveis. É essencial que a geração eólica e solar tenha recebido estímulos para se inserir e se afirmar como fontes importantes. Entretanto, são intermitentes, necessitam do sistema interligado de armazenamento e fontes de estabilidade. Esse importante papel de estabilizar o sistema sempre foi hidráulico, mas com a falta de novos reservatórios, a energia térmica assumiu progressivamente este papel, aumentando custos e o efeito estufa, causando desequilíbrios ao setor, em detrimento da opção hidráulica, mais econômica. Ao contrário das concorrentes, sua maturação é longa e sua implantação necessita de tempo expressivo para materialização, e há dificuldade para a geração hidráulica - renovável, limpa e econômica - viabilizar-se no mercado, em razão dos incentivos fiscais e regulatórios oferecidos às outras fontes.

Conclamamos a sociedade civil e agentes do setor para a análise da situação e o planejamento de soluções baseados em fatores técnicos frente ao risco hídrico existente. Insistimos na avaliação criteriosa e isenta da matriz energética com especial atenção à preservação da tecnologia dominada pelo País, manutenção adequada e desenvolvimento do parque hidráulico existente. A união dos atores nacionais na discussão corajosa dessa situação é necessária e nos colocamos como entidade técnica, neutra, sem fins lucrativos à disposição para colaborar nesse diálogo. Não podemos limitar ou abrir mão da vantagem competitiva do Brasil, com recursos hídricos abundantes, que deve ser utilizada para melhorar a qualidade de vida dos brasileiros, preservando recursos naturais e caminhando em direção a uma economia sustentável.



CBDB

Comitê Brasileiro de Barragens

ÁGUA E ENERGIA PARA A VIDA

CARTA DE SÃO PAULO

23 de maio de 2018

MANIFESTO EM DEFESA DE ATUAÇÃO GOVERNAMENTAL PARA PROPORCIONAR A VIABILIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS HIDRÁULICOS COM RESERVATÓRIOS DE ACUMULAÇÃO NO BRASIL

Por essas razões, O CBDB preconiza a equalização dos estímulos oferecidos às diversas fontes de geração de energia em benefício do crescimento ordenado e sustentável. Entende que é prioritário restaurar e aumentar a garantia de água e energia com a criação de novos reservatórios que as armazenem.

O CBDB apoia as agências reguladoras que salvaguardam o fornecimento seguro no País. Defende a razoabilidade do estudo e a ampliação de reservatórios sob a ótica sustentável e energia limpa dela decorrente, ajudando a controlar os efeitos das mudanças climáticas, pois reservatórios, além de fornecer água, energia e seus usos múltiplos, controlam cheias, amenizam efeitos de secas, geram lazer e elevam qualidade de vida. A segurança hídrica é fundamental, ligada à vida e à dignidade.

Emblematicamente, o CBDB se manifesta neste evento em São Paulo, cuja população sofreu período importante de limitação no fornecimento de água e passou por riscos significativos. Esse exemplo demonstra que obras hidráulicas são necessárias no Brasil como um todo, antecipando a visão das mudanças demonstradas pelo último relatório do *International Panel on Climate Change*, ligado à ONU.

Após debates ocorridos no XI Simpósio sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, no II Simpósio sobre Usinas Hidrelétricas Reversíveis e no II Encontro Técnico sobre Incidentes e Acidentes em Barragens, as entidades, associações, empresas e os profissionais especialistas do setor elétrico reunidos na cidade de São Paulo, Capital, **vêm solicitar ações governamentais com vistas à viabilização dos empreendimentos hidráulicos com reservatórios de acumulação no Brasil.**

No aguardo de providências, assinam:

Eng.º Carlos Henrique Medeiros
Presidente do CBDB

Eng.º José Marques Filho
Vice Presidente do CBDB

ACÓRDÃO N° 1587/2018 – TCU – Plenário

1. Processo TC 011.764/2018-0.
 2. Grupo II – Classe de Assunto: VII – Desestatização.
 3. Interessados/Responsáveis: não há.
 4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério da Fazenda; Ministério de Minas e Energia.
 5. Relator: Ministro Aroldo Cedraz.
 6. Representante do Ministério Público: não atuou.
 7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica).
 8. Representação legal: não há.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de processo de desestatização referente à nova outorga de concessão da UHE Porto Primavera em face dos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995, regulamentados pelo Decreto 9.271/2018, e da iminente alienação do controle acionário da atual concessionária da usina, a Companhia Energética de São Paulo – Cesp;

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

9.1. com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que, antes da licitação do controle acionário da CESP, considere os valores dos contratos da UHE Porto Primavera celebrados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel nos fluxos de caixa estimados para a outorga, de forma a alocar à concessão os efeitos econômicos desses instrumentos a partir do ano de 2028;

9.2. com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que:

9.2.1. em futuras concessões, busque equacionar a incompatibilidade existente entre o curto prazo da estimativa resultante da atual metodologia de precificação da energia no futuro e os longos prazos contratuais normalmente adotados em concessões;

9.2.2. avalie a oportunidade e conveniência de buscar meios próprios para desenvolver os estudos de viabilidade da UHE Porto Primavera exigidos por meio da Cláusula Quarta, Subcláusula Primeira, item II, da minuta do novo Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera, eliminando a referida previsão contratual, se for o caso;

9.3. com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar ao Ministério de Minas e Energia que encaminhe, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, as conclusões a respeito das recomendações contidas nos itens 9.2.1 e 9.2.2 acima, motivando a decisão de adoção ou não adoção;

9.4. encaminhar cópia desta deliberação à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Fazenda e à Empresa de Pesquisa Energética; e

9.5. restituir o presente processo à SeinfraElétrica para continuidade do acompanhamento nos termos da Instrução Normativa TCU 27/1998.

10. Ata nº 26/2018 – Plenário.
11. Data da Sessão: 11/7/2018 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1587-26/18-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Raimundo Carreiro (Presidente), Augusto Nardes e José Múcio Monteiro.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti (Relator), Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)
RAIMUNDO CARREIRO
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
LUCAS ROCHA FURTADO
Procurador-Geral, em exercício

GRUPO II – CLASSE VII – Plenário
TC 011.764/2018-0

Natureza: Desestatização.

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério da Fazenda; Ministério de Minas e Energia.

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. NOVA CONCESSÃO DA UHE PORTO PRIMAVERA, EM DECORRÊNCIA DA PRIVATIZAÇÃO DA CESP PELO ESTADO DE SÃO PAULO, NOS TERMOS DO ART. 30 DA LEI 9.074/1995. EXAME DE PRIMEIRO ESTÁGIO NOS TERMOS DA IN-TCU 27/1998. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução de mérito elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (peça 59), cuja proposta de encaminhamento foi integralmente acolhida pelo corpo dirigente daquela unidade técnica (peças 60-61):

“INTRODUÇÃO

1. Trata-se de acompanhamento de nova outorga de concessão da UHE Porto Primavera em face dos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995, regulamentados pelo Decreto 9.271/2018, e da iminente alienação do controle acionário da atual concessionária da usina, a Companhia Energética de São Paulo (CESP).
2. Recorde-se que as licitações para a outorga de concessão da exploração de aproveitamento energético são regidas também pelo artigo 175 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 10.848/2004; 9.427/1996; 9.074/1995; 8.987/1995 e, subsidiariamente, pela Lei 8.666/1993.
3. No âmbito do Tribunal de Contas da União (TCU), a matéria está disciplinada pela Instrução Normativa (IN) 27/1998-TCU, que dispõe sobre o acompanhamento concomitante dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos, realizados em quatro estágios, por meio de análise da documentação remetida pelo Poder Concedente.

HISTÓRICO

4. A Companhia Energética de São Paulo (CESP) é uma empresa constituída em 1966 pelo Estado de São Paulo, com operação atualmente voltada para o setor de geração de energia elétrica, possuindo as concessões das UHEs Porto Primavera (MS/SP), Paraibuna (SP) e Jaguari (SP).
5. A empresa já passou por uma série de tentativas frustradas de privatização: i) no ano de 2000, quando nenhuma das seis empresas pré-qualificadas para a aquisição do controle acionário da companhia apresentou lance na concorrência; ii) no ano de 2001, quando um quadro de incertezas regulatórias geradas pela crise energética que acometeu o País à época levou o Governo de São Paulo a suspender o processo; e, por fim, iii) no ano de 2006, novamente fracassada por falta de interessados (peça 42).
6. Em nova tentativa de privatização, o Estado de São Paulo publicou edital no ano de 2017, suspendendo-o logo após para modificações no edital. Tais alterações foram justamente para buscar elevar a atratividade da companhia mediante a renovação da concessão do seu principal ativo de geração, a UHE Porto

Primavera, com 1.540 MW de capacidade instalada, cuja outorga iniciou-se no ano de 1978, foi prorrogada no ano de 2008 e atualmente vence no ano de 2028, nos termos do Contrato de Concessão Aneel 3/2004 (peça 26).

7. Em 26/1/2018, foi publicado o Decreto 9.271/2018, que regulamenta os artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995, para viabilizar a outorga de novos contratos de concessão em hipóteses de privatização de concessionário de serviço público de geração sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município.

8. No dia 30/1/2018, o Estado de São Paulo formalizou junto ao Poder Concedente suas intenções de privatizar a CESP (peça 2) e, no dia 9/3/2018, a Aneel abriu a Audiência Pública 18/2018, para o aprimoramento da minuta do novo contrato de concessão da UHE Porto Primavera (peça 7).

9. Em 13/4/2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) protocolizou no TCU os documentos que subsidiaram a definição do valor de outorga da UHE Porto Primavera, bem como a minuta do novo contrato de concessão (peça 1, incluindo a planilha de modelagem econômico-financeira como item não digitalizável disponível para download, e peças 3 a 7).

10. No dia 3/5/2018, foi realizada reunião técnica entre auditores desta Secretaria com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com vistas ao esclarecimento de questões relativas ao presente processo.

11. Após análise preliminar dos dados apresentados pelo Ministério com a complementação das informações obtidas junto à Aneel, verificou-se a necessidade de informações essenciais ao saneamento dos autos, as quais, embora não estivessem claras, possuíam o condão de modificar os contornos contratuais da nova concessão e, por conseguinte, a especificação da outorga. Dessa forma, foram emitidos dois ofícios de diligência ao MME, fixando prazo para atendimento até 18/5/2018 (peças 8 e 9).

12. Em 30/5/2018, após o encerramento da Audiência Pública 18/2018, a Aneel aprovou a minuta do novo contrato de concessão da UHE Porto Primavera (peça 25).

13. O Ministério encaminhou as informações requeridas por esta Unidade Técnica apenas em 4/6/2018, dezessete dias além do prazo inicialmente fixado (peça 14).

14. Em 12/6/2018, outra reunião foi realizada com representantes do Ministério da Fazenda (MF), o MME, a Aneel e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a fim de subsidiar a análise desta Unidade Técnica.

15. Outrossim, em 14/6/2018, foi autuado o TC 019.946/2018-0, relativo a denúncia de possíveis irregularidades nos atos praticados pela Aneel para a aprovação da minuta do contrato de concessão que regulará a nova outorga da UHE Porto Primavera. Não obstante, foi proposto ao relator o apensamento da referida denúncia aos presentes autos, pois ela trata de matéria já em discussão neste processo, como será mostrado adiante.

16. Por oportuno, em razão do prazo utilizado pelo Ministério para suprir todas as pendências identificadas por esta Unidade Técnica, bem como em face da complexidade do caso e dos valores envolvidos, o prazo de sessenta dias regulamentado no art. 8º, inciso I c/c o parágrafo único, da IN 27/1998-TCU foi dilatado pelo relator até 29/6/2018, de forma a compensar quantidade de dias equivalente à mora do MME em responder os questionamentos realizados em diligência (peça 18).

17. Ressalta-se que, em 20/6/2018, foi aprovada a IN 81/2018-TCU, que substitui a IN 27/1998-TCU, para regulamentar a fiscalização desta Corte sobre os processos de desestatização. Apesar disso, considerando que o presente processo foi autuado sob a égide do normativo revogado, adotou-se a antiga IN como regra procedural a ser observada.

18. Neste momento processual apresenta-se o exame de mérito referente a esta fase de acompanhamento da concessão. A exposição da análise desenvolvida requer, entretanto, que sejam apresentados primeiramente os principais aspectos que tangenciam a concessão da UHE Porto Primavera.

I. Características gerais da UHE Porto Primavera

19. A outorga para construção e exploração do aproveitamento da energia da UHE Porto Primavera foi concedida à CESP por meio do Decreto 81.689/1978, pelo prazo de trinta anos.

20. Foi apenas no ano de 1999, entretanto, que a usina teve as primeiras unidades geradoras efetivamente motorizadas (peça 43, p. 2).

21. O instrumento contratual foi formalizado no ano de 2004, por meio do Contrato de Concessão 3/2004-Aneel, estabelecendo a data de 21/05/2008 como termo final da concessão para o empreendimento (peça 26).

22. No ano de 2008, com fundamento no art. 19 da Lei 9.074/1995, a concessão foi prorrogada até 19/5/2028, conforme a Portaria 110/2008-MME (peça 44).

23. Posteriormente, o Contrato de Concessão 3/2004-Aneel foi prorrogado por mais 53 dias, alterando-se o termo final de 19/5/2008 para 11/7/2028, conforme a Resolução Autorizativa 6111/2016-Aneel (peça 45).

24. Isso posto, a Tabela 1 a seguir lista as principais características do empreendimento, conforme o Contrato de Concessão 3/2004-Aneel.

Tabela 1: Principais características da UHE Porto Primavera, conforme o Contrato de Concessão 3/2004-Aneel

UHE	Potência Instalada (MW)	Número de Unidades Geradoras	Entrada em operação	Termo final do atual Contrato	Rio	Municípios	Estados	Concessionária
Porto Primavera (Engº Sérgio Motta)	1.540	14	23/1/1999	11/7/2028	Paraná	Anaurilândia e Rosana	MS/SP	CESP

Fonte: Contrato de Concessão 3/2004 (peça 26).

25. O valor investido nas obras previstas no projeto básico do empreendimento foi calculado pela EPE, conforme o Relatório EPE-DEE-002/2018-r1, resultando em um montante de R\$ 9.766.855.690,00, na data-base de novembro de 2017 (peça 3, p. 5).

26. A partir desse valor e das taxas de depreciação acumulada do ativo imobilizado, calculadas pelo Regulador conforme a Tabela III do Anexo à Resolução Normativa 731/2016-Aneel (peça 27), a EPE calculou o montante já depreciado dos investimentos relativos ao projeto básico da usina, o que somou R\$ 4.710.427.660,00 (51,77%) do montante inicial, restando, portanto, uma parcela de R\$ 5.056.428.030,00 correspondente à parte não depreciada dos bens reversíveis da UHE Porto Primavera na data-base de novembro de 2017 (peça 3, p. 25-26).

II. A Garantia Física da UHE Porto Primavera

27. Inicialmente, importa registrar que, consoante o art. 21, § 3º do Decreto 2.655/1998, que a Garantia Física (nominada naquele normativo como “energia assegurada”) corresponde ao montante de energia alocada a cada usina hidrelétrica (conforme suas características físicas calculadas pelo modelo hidrotérmico de planejamento e despacho de energia elétrica), e constitui limite de contratação dos concessionários de geração.

28. No âmbito do TC 016.992/2011-3, este Tribunal apurou denúncia cuja alegação principal era a de que a Aneel teria permitido a modificação das características técnicas da usina sem o devido processo administrativo, em desacordo com o art. 2º da Lei 9.427/1996.

29. Em síntese, verificou-se que a UHE Porto Primavera foi projetada para operar na cota de 259 m, com dezoito turbinas. No entanto, a despeito de ter as obras civis totalmente implantadas, a área do reservatório em seu nível máximo desapropriada e parte dos equipamentos adquiridos, a usina opera atualmente na cota 257 m e possui somente catorze turbinas instaladas, conforme histórico retratado na instrução constante à peça 81 do TC 019.724/2015-2 (peça 46 destes autos):

I. Histórico da UHE Porto Primavera

11. Em 22/11/1978 foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) a aprovação do estudo de viabilidade técnico e econômica da usina, por meio do Despacho do Diretor do então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnáee) no âmbito Processo - MME 704.652/1976 (peça 60, p. 49).

12. A usina começou a ser construída em 1980, sendo que as primeiras turbinas entraram em operação em 1999, tendo a unidade geradora de número quatorze entrado em operação em 2003 (peça 60, p. 49).

13. Em 24/2/1999, por meio da Resolução - Aneel 30/1999, foi emitida a declaração de utilidade pública garantindo a desapropriação de áreas para a implantação da segunda etapa da usina, visando atingir a cota 259 m, nos termos do projeto básico do empreendimento. Foi efetuada, então, a desapropriação de 205,4km², o equivalente a 99,7% dos 206km² passíveis de desapropriação (peça 67).

14. Em 6/6/1999, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atendendo um pleito da Cesp, reavaliou a garantia física da usina, inicialmente de 940 MWmédios, para 1.017 MWmédios. Porém, após realizar as simulações energéticas que permitiu o acréscimo de 77 MWmédios de garantia física da UHE Porto Primavera, fez a seguinte ressalva: **a partir da entrada em operação da décima-segunda unidade geradora inclusive até a décima-oitava unidade, a energia garantia física total da usina permanece constante e igual a 1.017 MWmédios** (peça 60, p. 28).

15. **O ONS salientou que o acréscimo de garantia física só se configuraria com a entrada em operação das sete unidades adicionais**, prevista a 12^a para operar em março de 2002, e as demais com intervalos fixos de três meses, prevalecendo o valor de 940 MWmédios para a configuração desta usina com onze unidades geradoras (peça 60, p. 28).

16. Em 12/9/2000, a Resolução - Aneel 232 homologou a garantia física em 787 MWmédios para 2001, 940 MWmédios para 2002, totalizando onze turbinas. Já o Ofício - Aneel 28/2000 estabeleceu que, com a entrada em operação da 12^a turbina, a garantia física da UHE passaria para 1.017 MWmédios (peça 54, p. 367 e 376), em acordo com a avaliação do ONS.

17. Em 9/10/2001, de acordo com o memorando da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da Aneel, há a informação de que a Cesp apresentou estudos mostrando que havia um novo ponto operacional das unidades geradoras, com a otimização de suas características, sem perda adicional da vida útil, com incremento de 10% na potência das turbinas, totalizando 1.980 MW para as dezoito turbinas previstas na usina (peça 54, p. 381).

18. Em 6/11/2001, por meio do Despacho - Aneel 908, foi regularizada a alteração da capacidade instalada, que passou de dezoito unidades geradoras de 100 MW cada, para dezoito unidades de 110 MW cada, totalizando 1.980 MW (peça 54, p. 383).

19. A Cesp apresentou o cronograma para entrada em operação das dezoito turbinas, que variava de abril de 2002 até janeiro de 2004, conforme tabela que segue.

Tabela 1- Cronograma de motorização Porto Primavera

Máquina	Motorização
12	Abril/2002
13	Julho/2002
14	Novembro/2002
15	Fevereiro/2003
16	Junho/2003
17	Setembro/2003
18	Janeiro/2004

Fonte: Cesp (peça 62, p. 221).

20. Houve atraso nesse cronograma e, em 6/6/2002, a Aneel, por meio do Relatório de Fiscalização RFO-017-SFG/2002, determinou que a Cesp encaminhasse à reguladora o cronograma de implantação das unidades geradoras 15 a 18 (peça 54, p. 411-412).

21. Em 25/6/2002, a Cesp informou a Aneel que: “face as atuais diretrizes empresariais, tomou a decisão de concluir a montagem de quatorze unidades geradoras da UHE Porto Primavera, não obstante as obras civis comportarem dezoito unidades, estabelecendo como datas de entrada em operação para as unidades 13 e 14, os meses de outubro de 2002 e novembro de 2003”. Adicionalmente, atendendo ao disposto na Resolução - Aneel 407/2000, a Cesp solicitou a fixação da potência instalada da UHE Porto Primavera em 1.540 MW ou seja, quatorze unidades geradoras de 110 MW cada (peça 54, p. 410).

22. Em 18/11/2002, a Aneel emitiu o **Parecer Técnico 327/2002-SCG**, o qual acolheu a **solicitação da Cesp de fixar a potência instalada em 1.540 MW com quatorze unidades geradoras de 110 MW cada**, considerando que a Cesp estava privatizando a usina e que o edital de alienação contemplou como obrigação especial do detentor do bloco de controle a conclusão de, no mínimo, quatorze unidades geradoras da UHE Porto Primavera. Isto é, a **Aneel aceitou a justificativa da Cesp de reduzir a potência instalada da usina em razão de sua futura alienação, muito embora naquele momento o leilão havia sido adiado** (peça 54, p. 410).

23. Em 21/11/2002, por meio do **Despacho - Aneel 738**, a Aneel alterou a capacidade instalada da usina, que passou de dezoito unidades geradoras de 110 MW, que totalizava 1.940 MW, para quatorze unidades de 110 MW cada, totalizando 1.540 MW. Essa redução foi acompanhada do compromisso de que a completa motorização da usina (dezoito unidades geradoras) deveria ser aprovada pela Aneel (peça 54, p. 412).

24. Em 23/5/2013, por meio da **Resolução – Aneel n. 244/2013**, A Agência homologou o **montante de energia assegurada (garantia física)** de Porto Primavera em **1.017 MWmédios**.

25. Em 12/11/2004, foi **firmado o contrato de concessão com a garantia física de 1.017 MWmédios, com quatorze unidades geradoras de 110 MW cada, totalizando potência instalada de 1.540 MW, na cota 259m, conforme Anexo I da identificação do empreendimento** (peça 53, p. 191).

26. Em 25/3/2008, a concessão, de prazo inicial de trinta anos, contados a partir da publicação do Decreto 81.689, de 19/5/1978, foi prorrogada até 2028 (peça 30, p.3 e peça 55, p.13).

27. A privatização da UHE Porto Primavera não ocorreu e a Cesp não motorizou integralmente a usina nem a Aneel cobrou da concessionária tal incremento, não obstante, a usina tenha recebido a garantia física de 1.017 MWmédios, como se estivesse executado todo o projeto originalmente aprovado (...).

30. Desse modo, restou configurado que foi outorgada à CESP a Garantia Física equivalente ao projeto completo, muito embora não tenham sido completados os trâmites para o enchimento do reservatório conforme o projeto original, na cota 259 m, e para a instalação de quatro novas turbinas (totalizando o número de dezoito turbinas originalmente previstas), não havendo portanto qualquer incentivo à concessionária no sentido de concluir o projeto, ainda mais ante a ausência de uma fiscalização atuante por parte dos órgãos responsáveis em fazer exigir da concessionária o cumprimento de suas obrigações.

31. Nesse contexto, mediante o Acórdão 3.492/2012-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Raimundo Carreiro, o TCU determinou ao MME e à Aneel (subitem 9.5) que adotassem as providências conjuntas necessárias à revisão da energia assegurada da UHE Porto Primavera, de modo a ajustá-la à cota real do reservatório (257 m), e, exclusivamente à Agência (no subitem 9.6), que verificasse as razões pelas quais a CESP não implementou o projeto da referida UHE com o atingimento da cota 259 m, com reservatório de regularização, conforme previsto no projeto original.

32. O monitoramento da referida deliberação ocorreu no âmbito do TC 019.724/2015-2, por intermédio do qual se verificou que a revisão da Garantia Física da UHE Porto Primavera estava prevista para ser efetuada quando da revisão geral das Garantias Físicas, conforme a Portaria 681/2014-MME (peça 47).

33. No que se refere à verificação dos motivos para a não implementação integral do projeto inicial da UHE Porto Primavera, a Aneel informou que não deu anuência para modificar as características técnicas da usina, mas entende que não há modificação no projeto básico da usina, e sim restrição de ordem ambiental para sua operação (peça 48, p. 2-3).

34. Assim, o Tribunal decidiu determinar, por meio do Acórdão 1.253/2016-TCU-Plenário (subitem 9.3.2), também da relatoria do Ministro Raimundo Carreiro, que o MME reavaliasse, no prazo de 90 dias, a garantia física da referida usina, ajustando-a a sua cota operacional máxima real de 257 m.

35. Além disso, por meio do subitem 9.2.1, foi determinado à Aneel que adotasse as providências de sua alçada, para exigir da CESP a adoção de medidas de adequação da capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, nos termos das Resoluções Conama 6/1986 e 237/1997, necessário ao atingimento da cota 259 m prevista no projeto básico da usina; sem prejuízo de aplicar as sanções cabíveis, caso fosse verificada omissão da CESP no cumprimento das obrigações inerentes à concessão.

36. Conforme consta da instrução lançada à peça 81 do TC 019.724/2015-2, embora houvesse indícios de que os agentes de fiscalização setoriais atuaram com omissão no dever de exigir a conclusão do projeto pela CESP ou de reduzir a garantia física da usina imediatamente, os atos praticados no sentido de reconhecer a situação irregular identificada pelo TCU somavam mais de treze anos, motivo pelo qual deixou-se de propor responsabilizações em específico (peça 46 destes autos).

37. Já em sede de novo monitoramento, desta feita do Acórdão 1.253/2016-TCU-Plenário, verificou-se que a determinação contida no subitem 9.2.1 encontrava-se em cumprimento, visto que a Aneel emitiu o Termo de Notificação 0040/2016-SFG à CESP, com o objetivo de colher as alegações da Companhia para as não conformidades em questão (peça 13, p. 6).

38. Com relação à determinação constante do subitem 9.3.2 do Acórdão 1.253/2016-TCU-Plenário, constatou-se que o MME revisou a Garantia Física da UHE Porto Primavera em uma única etapa, no bojo da revisão ordinária, de que trata o § 4º do art. 21 do Decreto 2.655/1998.

39. O mencionado decreto prevê que as usinas hidrelétricas terão suas garantias físicas revistas, de forma ordinária, a cada cinco anos, porém, não podendo ser reduzidas em mais de 5% a cada revisão, e não mais de 10% no acumulado das revisões durante a vigência do contrato de concessão. Ou seja, o limitador é um resguardo normativo dado pelo Poder Concedente ao concessionário de geração de energia elétrica de que na ocorrência de fatos supervenientes que alterem a garantia física não venham a comprometer essa em mais de 5% a cada revisão ou em 10% no todo do contrato de concessão.

40. Na ocasião, o Ministério promoveu a alteração de parâmetros ordinários verificados (vazões, inserção de novas usinas no sistema, perdas, etc), bem como da cota de operação de 259 m para 257 m, considerando quatorze unidades geradoras, resultando em uma energia firme total de 887,955 MWmédios (peça 49, p. 105). No entanto, em face dos limitadores previstos no Decreto 2.655/1998, o Poder Concedente entendeu que a Garantia Física da usina após a revisão ordinária deveria se fixar em 966,2 MWmédios (peça 49, p. 110).

41. Sobre esse ponto, enfim, o Tribunal entendeu pela necessidade de reparos nas premissas adotadas pelo Ministério e determinou ao órgão, por meio do Acórdão 3.115/2016-TCU-Plenário, que recalculasse a garantia firme de Porto Primavera com quatorze unidades geradoras e nível máximo do reservatório na quota 257 m, mantidas as demais variáveis constantes para, somente após, realizar a revisão ordinária prevista na Portaria 537/2015-MME, atualizando-se as demais variáveis e, se for o caso, observar o limite de 5% disposto no Decreto 2.655/1998.

42. Em cumprimento à referida deliberação, o Poder Concedente informou sobre a edição da Portaria 258/2016-MME, por meio da qual a Garantia Física da UHE Porto Primavera foi ajustada apenas para se compatibilizar à cota de operação efetiva da usina, resultando em 992,6 MWmédios (peça 50).

43. Posteriormente, com a revisão ordinária das Garantias Físicas, foi editada a Portaria 178/2017-MME, fixando para a UHE Porto Primavera o montante de 941,8 MWmédios, ou seja, 24,4 MWmédios inferior ao estimado antes do cumprimento à determinação contida no Acórdão 3.115/2016-TCU-Plenário (peça 51).

III. O valor da indenização dos bens reversíveis não amortizados ou não depreciados

44. Em face das ocorrências relatadas no tópico anterior, especialmente quanto à possibilidade de a CESP ter realizado investimentos inservíveis à operação do empreendimento, considerando a discrepância entre o dimensionamento da usina e sua real operação, o TCU firmou o seguinte entendimento, por meio do Acórdão 3.492/2012-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Raimundo Carreiro:

9.7 cientificar o Ministério das Minas Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica de que a futura reavaliação dos ativos da UHE Porto Primavera, prevista no art. 3º da Portaria MME 110/2008, deverá considerar a real cota de enchimento do reservatório para a operação da usina e a quantidade efetiva de equipamentos empregados na geração de energia, excluindo, assim, para efeito de eventual indenização à concessionária, os investimentos inservíveis à operação do empreendimento (p. ex: equipamentos, obras e outras despesas superdimensionadas em comparação com a real capacidade de operação da usina);

45. Além disso, após a última tentativa de alienação do controle acionário da CESP, em 2017, foi protocolada denúncia no TCU, autuada no TC 025.729/2017-9, em que foram levantados riscos de demandas judiciais futuras, em especial quanto à omissão, no Contrato de Concessão 3/2004-Aneel, da metodologia a ser adotada para o cálculo da indenização dos bens reversíveis não amortizados ou não depreciados quando da extinção contratual.

46. De acordo com o denunciante, o concessionário que adquirisse o controle acionário da CESP poderia questionar o valor a ser recebido como indenização pelos ativos mencionados. Ademais, em outras três usinas cujas concessões também pertenciam à companhia (UHEs Três Irmãos, Ilha Solteira e Jupiá), a questão já teria sido judicializada com o argumento de que os investimentos nessas usinas foram realizados anteriormente à edição da Lei 12.783/2013, e, portanto, não se submetem à metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), instituído pela referida lei.

47. No entanto, em que pese os casos ajuizados pela CESP representem a possibilidade de questionamento judicial da matéria, o Tribunal entendeu suficiente, mediante o Acórdão 2.502/2017-TCU-Plenário, recomendar à Aneel que avaliasse a pertinência e a oportunidade de considerar o conteúdo da denúncia para eventual revisão da minuta de contrato de concessão constante do edital publicado pelo Estado de São Paulo, haja vista não haver ilegalidade na ausência de expressa previsão contratual sobre a metodologia a ser

empregada no cálculo de indenização dos bens reversíveis não amortizados ou não depreciados quando da respectiva reversão à União.

48. Em 14/9/2017, o Conselho Diretor do Programa Estadual de Desestatização do Governo de São Paulo decidiu suspender o processo de alienação do controle acionário da companhia, objetivando viabilizar, previamente à privatização, a renovação da outorga da UHE Porto Primavera objeto destes autos, em face de potencial desinteresse do mercado naquele momento, dado que as concessões das hidrelétricas da CESP venceriam entre os anos de 2020 e 2028, esvaziando, as recomendações do Tribunal para aquela circunstância, sem prejuízo de revisitar a questão nestes autos, conforme será visto mais adiante.

IV. Características da nova concessão

49. A Constituição Federal de 1988 dispôs no caput de seu art. 175 que as concessões de serviço público deverão ser sempre precedidas de licitação. Todavia, o parágrafo único deste dispositivo prevê que cabe à lei dispor sobre os contratos de concessão de serviço público, inclusive quanto à sua prorrogação.

50. Com base nisso, a Lei 9.074/1995, nos termos de seus artigos 26, 27, 28 e 30, estabeleceu a possibilidade de renovação ou prorrogação dos contratos de concessão no ato da privatização de pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Tais dispositivos foram regulamentados por meio do Decreto 9.271/2018, de 26/1/2018.

51. O Decreto 9.271/2018 estabeleceu condições para a celebração da modalidade de renovação em questão, a saber:

Art. 1º A União poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até trinta anos, contado da data de sua celebração, à pessoa jurídica vencedora de leilão de privatização de concessionário de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município, nos termos estabelecidos nos art. 26, art. 27, art. 28 e art. 30 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

[...]

§ 2º Para fins do disposto no caput, a outorga de novo contrato de concessão de geração de energia elétrica fica condicionada ao cumprimento dos seguintes requisitos:

I - existência de contrato de concessão de serviço público de geração vigente no momento da privatização e com prazo remanescente de concessão superior a sessenta meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga;

II - solicitação ou ratificação de pedido anterior encaminhada ao Ministério de Minas e Energia pelo controlador da pessoa jurídica titular de contrato vigente de concessão de serviço público de geração de energia elétrica que será privatizada, nos termos estabelecidos neste Decreto;

III - privatização da pessoa jurídica titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, mediante transferência do controle acionário;

IV - alteração de regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente de energia elétrica, como o pagamento de uso do bem público, nos termos estabelecido no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

V - pagamento do valor de outorga de concessão a que se refere o inciso II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, observado o disposto no § 3º do art. 2º e no § 3º do art. 3º deste Decreto.

52. No presente caso da UHE Porto Primavera, atualmente concedida à CESP, o Poder Concedente optou por aproveitar a intenção de privatização da companhia pelo Estado de São Paulo, para renovar a concessão da usina, de modo que: i) a exploração do potencial pela CESP ocorra até o ano de 2048 e não mais 2028, como consta da atual outorga, dando ensejo ao pagamento de um valor de outorga ao Poder Concedente, correspondente ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, conforme disposto no art. 2º do Decreto 9.271/2018; e ii) a concessão da usina se alinhe às diretrizes atuais do setor elétrico em relação ao regime de produção independente, também em atendimento aos termos do art. 2º do mesmo normativo, conforme a política setorial inaugurada por meio da Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia 33/2017.

53. Nesses moldes, a definição do valor correspondente à renovação da usina e do novo contrato de concessão coube ao Poder Concedente, ao passo que o procedimento licitatório para a privatização da CESP cabe ao Estado de São Paulo, controlador da companhia. Para a licitação, deve-se adotar como critério

de seleção das propostas o maior valor ofertado para aquisição das ações a serem alienadas da empresa objeto da privatização, de acordo com o art. 3º, § 2º, do Decreto 9.271/2018.

54. Por se tratar de uma transferência de controle acionário, a renovação da concessão pressupõe a prévia anuência da Aneel quanto ao atendimento, pelo novo controlador, das exigências de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal necessárias à assunção do serviço, conforme o art. 27, § 1º, inciso I, da Lei 8.987/1995.

55. Em 14/4/2018, o Poder Concedente estabeleceu o valor mínimo da nova outorga em R\$ 1.098.480.841,04, conforme a Portaria Interministerial 17-MF/MME. Adicionalmente, conforme o art. 3º do § 3º do Decreto 9.271/2018, será convertido em favor da União o produto deste valor mínimo de outorga com o percentual de ágio sobre o valor mínimo para a aquisição das ações a serem alienadas para fins de transferência de controle acionário da CESP, obtido quando da seleção do vencedor no leilão de privatização, da seguinte forma:

$$VO = VMO + VMO \times PA$$

Onde:

VO = valor de outorga de concessão;

VMO = valor mínimo de outorga de concessão; e

PA = percentual de ágio sobre o valor mínimo para aquisição das ações a serem alienadas quando da seleção do vencedor do Leilão.

56. Para a definição do valor mínimo de outorga, o art. 2º, § 3º, do Decreto 9.271/2018 estabelece que esse deverá ser calculado com base no benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão de geração de energia elétrica, representado pelo Valor Presente Líquido (VPL) adicional do novo contrato.

57. Assim, no caso de Porto Primavera a modelagem realizada pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com o Ministério da Fazenda, trouxe dois cenários possíveis para a concessão da UHE Porto Primavera, um de continuidade da concessão como hoje se encontra, com vigência até o ano de 2028, e outro com vigência até o ano de 2048 (peça 5, p. 3):

Cenário 1: manutenção das condições do Contrato de Concessão 3/2004-Aneel, com fim de vigência em 2028 e com Garantia Física de 941,8 MW, publicada na Portaria 178/2017-MME, considerando a restrição imposta às revisões de garantias físicas fixada no art. 21, § 5º, do Decreto 2.655/1998; ou

Cenário 2: outorga de novo contrato de concessão de geração para a UHE Porto Primavera decorrente da efetiva privatização da CESP, com vigência já a partir de 2018 até 2048, no regime de Produtor Independente de Energia (PIE), com nova Garantia Física estimada em 886,8 MW.

58. No primeiro caso, a modelagem proposta pelo Poder Concedente assumiu que “o valor que melhor representa a Garantia Física é o resultado do cálculo atual sem aplicação das restrições do Decreto 2.655/1998, interpretando os intervalos de cinco anos entre cada revisão como estágios para que gradativamente se atinja a limitação de 10% de redução da Garantia Física, de forma desassociada à incerteza inerente ao processo de revisão subsequente que, no caso concreto, ocorrerá em 2023, ainda que esse processo possa apresentar qualquer resultado”.

59. Portanto, para o primeiro caso, considerou-se que a partir do ano de 2023 a Garantia Física da usina passaria para 915,3 MWmédios, esbarrando assim na trava final durante a vigência do contrato, de no máximo 10% de redução sobre o valor base de 1.017 MWmédios. Para o Cenário 2, a usina já teria a revisão da garantia física antes da celebração do contrato, sem considerar limitações impostas pelo Decreto 2.655/1998, por se tratar de uma nova outorga.

60. O benefício econômico-financeiro foi definido, no caso concreto, como a diferença do valor da outorga existente nos dois cenários mencionados, de forma que:

a. o fluxo de caixa da concessão vigente permaneça com o titular da concessão, preservando seus direitos, e compondo incentivo para que o agente aceite as condições do Decreto 9.271/2018;

b. o fluxo de caixa adicionado pelo novo contrato, ou seja, referente ao período que excede aquele da concessão vigente, seja da União.

61. O resultado desse modelo atingiu o montante já mencionado de R\$ 1.098.480.841,04, referente ao valor mínimo da outorga, como descrito a seguir.

Tabela 2: Benefício econômico-financeiro com a renovação da outorga da UHE Porto Primavera

Cenário	Data de início	Data de término	Garantia Física inicial	Garantia Física após revisão em 2023	Valor Presente Líquido (VPL)
1	2018	2028	941,8 MWmédios	915,3 MWmédios	R\$ 1.815.069.750,17
2	2018	2048	886,8 MWmédios	886,8 MWmédios	R\$ 2.913.550.591,21
Nova outorga	2018	2048	886,8 MWmédios	886,8 MWmédios	R\$ 1.098.480.841,04

Fonte: item não digitalizável disponível para download na peça 1. Data-base 1/6/2018.

62. Sobre o valor da Garantia Física considerada para ambos os cenários, foi descontado cerca de 3% para perdas (consumo interno, perdas internas e na Rede Básica) e aproximadamente 7% para *hedge*, conforme modelagens anteriores desenvolvidas pelo Poder Concedente.

63. Como dado de entrada para as receitas futuras, foi considerado na modelagem econômico-financeira que o novo controlador da CESP terá livre dispõe da energia proveniente da UHE Porto Primavera, em conformidade com o regime de exploração do novo contrato. Dessa forma, o valor aplicado para negociação da energia proveniente do novo contrato de geração da usina foi de R\$ 170/MWh, obtido pela média do Custo Marginal de Expansão (CME) estimado para os próximos dez anos, conforme o documento “Estudos para expansão da geração - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017”, da EPE (peça 52).

64. Com relação aos custos, a metodologia adotada partiu do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) – que é o procedimento introduzido pela MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, para se remunerar as concessões de geração prorrogadas sob o regime de cotas – segregados em custos operacionais (OPEX) e dos investimentos da usina (CAPEX).

65. A parcela de OPEX foi obtida a partir dos Custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAG O&M), calculados pela Aneel, excluindo-se o percentual de 10% relativo à taxa de lucro das usinas que operam em regime de cotas, por não ser o caso, mas considerando o percentual de 5% de remuneração dos investimentos sobre bens irreversíveis (peça 4, p. 9-10).

66. A parcela de CAPEX é decorrente dos valores de investimentos em reforços e melhorias, tal como calculados para os Custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAG Melhorias) para usinas enquadradas no regime de cotas (peça 4, p. 9-10).

67. A Tabela 3 a seguir sintetiza os custos considerados no cálculo do valor mínimo de outorga, nos dois cenários vislumbrados para a concessão (vide parágrafo 56 acima).

Tabela 3: Custos considerados na modelagem do valor mínimo de outorga (R\$/ano)

	Cenário 1	Cenário 2
Custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAG O&M)	R\$ 86.308.213,56	R\$ 84.437.380,09
Custos de Gestão dos Ativos de Geração (GAG Melhorias)	R\$ 166.122.761,52	R\$ 162.521.852,54

Fonte: item não digitalizável disponível para download na peça 1. Data-base 1/6/2018.

68. Entre os encargos da concessão, foi considerada a Tarifa de Fiscalização do Sistema de Energia Elétrica (TSFEE), a Contribuição Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH), o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), o pagamento referente ao Uso de Bem Público (UBP) e PIS/COFINS (peça 4, p. 10-13).

69. Além disso, foi considerada como parcela redutora do fluxo de caixa a depreciação ou amortização dos investimentos não depreciados ou amortizados do projeto básico – calculada a partir do Valor Novo de Reposição (VNR), informado pela EPE – e, para o cenário de renovação da concessão, a amortização da bonificação pela outorga de concessão, para fins de contabilização do benefício fiscal previsto na legislação tributária brasileira (peça 4, p. 13).

70. Por fim, utilizou-se como método de remuneração do investimento o Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Capital Cost* – WACC), normalmente utilizado em concessões do setor elétrico, fundamentado na seguinte equação:

$$WACC = \%E \times Ke + \%D \times Kd$$

Onde:

%E = Percentual da estrutura de capital referente à capital próprio (*equity*);

Ke = Custo do capital próprio em termos reais;

%D = Percentual da estrutura de capital referente à capital de terceiros (*debt*);

Kd = Custo do capital de terceiros em termos reais e líquido de impostos.

71. Para o cálculo da estrutura de capital do modelo, o Poder Concedente afirma ter utilizado a média da relação dívida/capital próprio de todo o universo das empresas nacionais e internacionais do setor de energia elétrica disponíveis no Terminal Bloomberg, resultando em %E equivalente a 62,77% e %D igual a 37,23% (peça 4, p. 16).

72. No que se refere ao custo do capital próprio (Ke), utilizou-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), expresso pela seguinte equação:

$$Ke_i = R_f + \beta a \times PRM + R_p$$

Onde:

Ke_i = Custo do capital próprio nominal ou taxa de retorno nominal requerida para o investimento;

R_f = Taxa livre de risco;

βa = Beta alavancado para um dado investimento ou risco sistêmico;

PRM = Prêmio de risco de mercado. É a remuneração que correspondente à diferença entre o retorno de mercado (R_m) e o retorno livre de risco (R_f).

R_p = Risco país.

73. A taxa livre de risco considerada foi de 4,07% a.a. e refere-se à remuneração média de uma cesta de títulos de dez anos do Tesouro dos Estados Unidos, consultada no sistema Bloomberg, no período de 1/1/1995 a 30/1/2018. Os parâmetros adotados, de acordo com o Poder Concedente, são os recomendados pela literatura especializada no tema (peça 4, p. 17-18).

74. A taxa de retorno do mercado (R_m), necessária para se calcular o prêmio de risco de mercado (PRM), foi obtida pela média dos logaritmos naturais da razão entre o valor do índice S&P500 de cada mês – composto pelas ações das quinhentas maiores empresas negociadas na NYSE (*New York Stock Exchange*) ou NASDAQ (*National Association of Securities Dealers Automated Quotations*) – e o valor do índice do mês anterior, resultando em 10,23% a.a. Desse modo, o prêmio de risco de mercado (PRM) foi calculado em 5,95% a.a. (10,23% a.a. - 4,07% a.a.).

75. O coeficiente Beta, utilizado para medir o risco de um ativo em relação ao mercado (risco sistêmico), foi de 0,582, obtido pela média de cinco anos do valor do beta semanal desalavancado – ou seja, desconsiderando as dívidas das empresas – de uma amostra de 563 companhias do setor de energia, mediante consulta no site Damodaran Online. Tal valor entretanto, não considera a estrutura de capital considerada no projeto (62,77% capital próprio e 37,23% capital de terceiros) tampouco o benefício tributário para a assunção de dívidas, previsto na legislação tributária brasileira. Com a realização de tais ajustes, obteve-se o Beta alavancado de 0,809 (peça 4, p. 19-20).

76. Com a multiplicação do Beta alavancado (0,809) pelo prêmio de risco do mercado (5,95%), obtém-se um prêmio de risco do negócio equivalente a 4,82% a.a.

77. Além do risco sistêmico expresso pelo coeficiente Beta, os investimentos no Brasil assumem um risco inerente ao ambiente de negócios a que estão sujeitos, tais como risco regulatório, ambiental, entre outros. Para a consideração desse risco, o Poder Concedente adotou o Risco Soberano do Brasil, calculado pela mediana dos valores diários do índice EBMI+ (*Emerging Markets Bonus Index*), divulgado pelo JP Morgan, no período de janeiro de 1995 a janeiro de 2018, resultando em 3,9% a.a. (peça 4, p. 20-21)

78. Como resultado da equação mediante a aplicação dos parâmetros informados, encontrou-se um custo de capital próprio nominal (Ke_i) correspondente à taxa de 12,78% a.a.

79. Para enfim se chegar ao custo de capital próprio real (Ke), descontou-se a inflação americana, pois utilizou-se o mercado americano como referência para o cálculo da taxa livre de risco (R_f) e do retorno do mercado (R_m), que foram dados de entrada para a obtenção do prêmio de risco de mercado (PRM). A taxa de

inflação considerada foi decorrente da média aritmética do índice CPI (*Consumer Price Index*), no período de janeiro de 1995 a janeiro de 2018, resultando em 2,22% a.a. (peça 4, p. 21).

80. Desse modo, descontando-se a inflação de 2,22% a.a. do custo de capital próprio nominal (K_{e_i}) de 12,78%, obteve-se o custo de capital próprio real (K_e) de 10,33%.

81. No que tange ao custo do capital de terceiros (K_d), por sua vez, o Poder Concedente utilizou a taxa média das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico brasileiro negociadas no mercado secundário, resultando em um valor de 3,62% a.a., já computado o benefício de endividamento previsto na legislação tributária (peça 4, p. 22-23).

82. Por fim, o resultado final da taxa de remuneração do investimento, calculado pelo modelo WACC, foi de 7,84%.

EXAME TÉCNICO

83. Tendo em vista os documentos colacionados aos autos e as particularidades que envolvem a hipótese de renovação prevista na Lei 9.074/1995, artigos 26, 27, 28 e 30, é possível o acompanhamento das seguintes etapas da concessão, previstos no art. 7º da IN 27/1998-TCU:

1. Primeiro estágio:

a. relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre o seu objeto, área e prazo de concessão ou de permissão, orçamento das obras realizadas e a realizar, data de referência dos orçamentos, custo estimado de prestação dos serviços, bem como sobre as eventuais fontes de receitas alternativas, complementares, acessórias e as provenientes de projetos associados;

b. relatório dos estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;

c. relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental.

2. Segundo estágio:

a. minuta de contrato;

84. Para o exame efetuado nesses estágios, considerando a completude do objeto em apreço – a renovação da outorga da UHE Porto Primavera, já caracterizada nesta instrução – definiu-se inicialmente o escopo de análise, como se expõe a seguir.

I. Escopo de análise

85. A definição do escopo de análise desta Unidade Técnica sobre a renovação da outorga da UHE Porto Primavera partiu de uma avaliação de risco, materialidade e relevância, na qual se concluiu pelo exame dos seguintes aspectos do objeto fiscalizado:

a. as implicações existentes sobre a renovação da outorga, em função da situação peculiar atinente ao caso concreto, em que, o projeto original da UHE Porto Primavera prevê a operação com dezoito unidades geradoras e reservatório na cota 259 m, tendo sido inclusive realizados investimentos com base nessas premissas, ao passo que a usina opera atualmente com catorze máquinas e reservatório na cota 257 m; e

b. a coerência metodológica da modelagem econômico-financeira e das premissas adotadas para o cálculo do valor mínimo de outorga.

86. Além disso buscou-se dar tratamento às seguintes questões, levantadas no âmbito da denúncia do TC 019.946/2018-0:

a. parcialidade da Aneel na condução das respostas ao TCU no que se refere às providências que a Agência deveria tomar para exigir que a CESP adequasse a capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, para o atingimento da cota 259 m;

b. ilegalidade na nova outorga da UHE Porto Primavera sem a definição do aproveitamento ótimo da usina em face do § 2º do art. 5º da Lei 9.074/1995, visto que “nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante

vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo”;

c. omissão da minuta do contrato da nova outorga da usina no que diz respeito ao que ocorrerá na hipótese de inviabilidade da ampliação do empreendimento após a realização dos novos estudos.

87. Nesse escopo, foram aprofundados os exames sobre: i) a legalidade e eficiência da solução dada pelo Poder Concedente para a definição do aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera; ii) a valoração do ativo da usina, com base no VNR, para fins de cálculo do valor de outorga; e iii) o valor considerado na modelagem econômico-financeira para a negociação da energia do empreendimento. Tais exames contam de tópicos específicos desta instrução.

88. Outrossim, foram realizados outros exames, os quais de maneira expedita passa-se a evidenciar.

89. Com relação à legalidade do Decreto 9.271/2018, a análise não identificou potenciais irregularidades à luz do estabelecido nos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995.

90. A despeito da total amortização dos ativos da UHE Porto Primavera antes do fim da nova concessão, não se verificou óbices de ordem legal à renovação pelo prazo de trinta anos, dado que a limitação imposta pelo art. 27, § 1º, da Lei 9.074/1995 refere-se à hipótese de prorrogação e não de renovação, como no caso ora em apreço.

91. Por outro lado, o longo prazo da concessão imputa riscos no que diz respeito à estimativa do preço futuro da energia, definida na modelagem econômico-financeira como o Custo Marginal de Expansão (CME). Segundo o documento “Estudos para expansão da geração - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017”, o CME foi estimado em R\$ 170,00/MWh, com base na média aritmética dos montantes estimados para os anos 2022 a 2026 (peça 52, p. 18).

92. Sendo assim, a simulação do CME considera em suas premissas prazo muito inferior ao da concessão, havendo um período contratado superior a vinte anos sem o respaldo de qualquer estimativa. Importa dizer que 2/3 do contrato de concessão se fundamenta em parâmetros desconhecidos ou não suficientemente vislumbrados – ou mesmo em um cenário atual que, reconhecidamente, passará por mudanças profundas nos próximos anos em decorrência da mudança da matriz elétrica brasileira, do modelo de planejamento e despacho eletroenergético, de política setorial de expansão do mercado livre, dentre outros – o que no presente caso reflete um elevado risco a ser assumido pela União e pelo novo concessionário, principalmente considerando as atuais dificuldades para a manutenção da capacidade de armazenamento do sistema, o progressivo aumento de fontes intermitentes na matriz nacional e a necessidade de geração para atendimento à ponta, que tendem a pressionar o custo da energia no futuro.

93. No entanto, entende-se não caber, no caso concreto, uma alternativa metodológica para previsão do custo dessa energia no futuro, visto que inviável o seu tratamento em um horizonte de curto prazo, pois envolve, por exemplo, a implementação de melhorias no modelo de precificação da energia no futuro a partir de uma política setorial perene que, embora sinalizada mudanças por meio da Consulta Pública MME 33/2017, não se materializou em termos legais para assegurar a continuidade das ações, ou até mesmo a revisão do atual modelo de concessões, de modo a compatibilizar os prazos contratuais à capacidade de previsão das suas premissas.

94. Não obstante, considerando as futuras intenções de privatização no setor elétrico, em especial no que tange aos ativos da Eletrobras, na qual o Projeto de Lei 9.463/2018 endereça a possibilidade renovação dos contratos de concessão de geração da estatal, que representam parcela massiva da capacidade de geração do País (cerca de 1/3), com modelagem aderente ao caso da UHE Porto Primavera (Produtor Independente de Energia), é premente a necessidade de aperfeiçoamento das premissas acima apontadas. Destarte, propõe-se determinar ao MME que, em futuras concessões, busque equacionar a incompatibilidade existente entre o curto prazo da estimativa resultante da atual metodologia de precificação da energia no futuro e os longos prazos contratuais normalmente adotados em concessões, em especial das usinas hidrelétricas.

95. Quanto ao montante de Garantia Física considerado na modelagem econômico-financeira, verifica-se estar aderente ao comando do Acórdão 3.115/2016-TCU-Plenário, haja vista ter sido computado o valor contido na Portaria 178/2017-MME, de 941,8 MWmédios, após redução até o limite de 5% do valor base de 992,6 MWmédios, decorrente da revisão extraordinária anterior, instituída pela Portaria 258/2016-MME.

96. No que diz respeito à taxa de desconto considerada na modelagem econômico-financeira, o Poder Concedente informa que incorporou dois aprimoramentos já adotados para o Processo de Concessão de

Terminais Aeroportuários, os quais não foram considerados no Leilão 1/2017-Aneel. O primeiro refere-se à utilização da estrutura de capitais média das empresas do setor de geração elétrica no mundo, dada a reduzida amostra existente no mercado nacional. O segundo, foi a adoção apenas do custo de captação por meio de debêntures do setor de energia para o cálculo do custo de capital de terceiros.

97. Nesse contexto, cabe ressaltar que a análise empreendida no âmbito do TC 016.060/2017-2, referente ao acompanhamento do Leilão 1/2017-Aneel, culminou com a determinação contida no subitem 9.2.1 do Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, para que o Poder Concedente revisasse a taxa de desconto adotada na ocasião, de 8,08% a.a., pois não foi considerado que as usinas leiloadas já estavam em operação, não restando presentes riscos de negócio relevantes, tais como riscos de construção e risco ambiental, que ocorrem em empreendimentos que preveem a construção de novas usinas hidrelétricas.

98. Em resposta, o Poder Concedente informou ter recalculado a taxa de desconto do Leilão 1/2017-Aneel e concluiu pela manutenção da metodologia que resultou na taxa de 8,08% a.a., em razão dos seguintes argumentos (peça 53, p. 3-9).

99. A diferenciação entre projetos novos (*greenfield*) e projetos já existentes (*brownfield*), para fins de cálculo da taxa de desconto por meio do modelo WACC repercutiria apenas na variável Beta, que é parâmetro necessário para o cálculo do custo de capital próprio (Ke), bem como na variável referente ao custo de capital de terceiros (Kd).

100. Para o cálculo do Beta no modelo WACC é utilizada uma amostra de empresas e não de projetos, não sendo possível diferenciar projetos *greenfield* e *brownfield*.

101. No cálculo do custo de capital de terceiros (Kd), fora utilizada no Leilão 1/2017-Aneel uma ponderação de 50% da TPB (Taxa Preferencial Brasileira) – correspondente às taxas de juros cobradas pelos bancos nacionais para operações de elevado valor e para clientes com baixo risco de inadimplência – com 50% de debêntures emitidas por empresas com operação no setor elétrico brasileiro negociadas no mercado secundário.

102. Também não seria viável a diferenciação na parcela do custo de capital de terceiros referente à TPB, pois se refere a taxa oferecida a uma ampla base de clientes de diversos segmentos.

103. Em relação às debêntures, por sua vez, o Poder Concedente chegou a eliminar da amostra debêntures emitidas por empresas que possuíam exclusivamente projetos *greenfield* em seu portfólio de ativos. No entanto, aduz as seguintes informações sobre esse ajuste (peça 53, p. 8):

a. implicaria o aumento da taxa de desconto do Leilão 1/2017-Aneel para 8,12%, representando contradição com o que dispõe o item 42 do Voto que fundamentou o Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário, a saber:

42. O cálculo da taxa de desconto do fluxo de caixa do estudo de viabilidade econômico-financeira do leilão deve ser aprimorado. A metodologia de cálculo de custo de capital não considerou em nenhum aspecto que se tratava da licitação de usinas já em operação e, por isso, com riscos de construção e ambiental praticamente nulos, **o que facilita significativamente a capacidade da empresa conseguir financiamentos e deveria resultar em um valor de taxa de desconto menor**. (grifo nosso)

- b. não afetaria de maneira significativa o valor do WACC (impacto de 4 bps);
- c. traria redução da significância amostral e, portanto, da robustez do modelo; e
- d. representaria uma inovação metodológica sem aparente respaldo na literatura.

104. Quanto aos referidos argumentos apresentados pelo Poder Concedente, embora ainda estejam pendentes de análise formal desta Secretaria os demais estágios do Leilão 1/2017-Aneel, entende-se que a avaliação efetuada em cumprimento ao subitem 9.2.1 do Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário mostra-se coerente em face das limitações existentes no modelo.

105. Dessa forma, considerando os aperfeiçoamentos implementados em decorrência do Processo de Concessão de Terminais Aeroportuários e as premissas adotadas para o cálculo da taxa de desconto da presente concessão, que resultaram em uma taxa 0,24% a.a. menor que a do Leilão 1/2017-Aneel, não foi identificada a necessidade de apontamentos.

106. Derradeiramente, em relação aos custos e suas respectivas parcelas denominadas GAG O&M e GAG Melhorias, foi empregada a mesma metodologia adotada nos leilões com bonificação de outorga para o

cálculo da receita inicial das usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, conforme previsto na Lei 12.783/2013. Esse modelo está disponível na Nota Técnica 385/2012-SRE-SRG/ANEEL (peça 54) e é expresso por uma função não linear entre custos operacionais e a capacidade instalada/fator de capacidade, conforme a equação a seguir:

$$O\&M = e^{12,55} \times CI^{0,74} \times FC^{0,36}$$

Onde:

O&M = Custos operacionais;

e = Constante;

CI = Capacidade instalada;

FC = Fator de potência.

107. Com base nessa metodologia, foi incorporado ao custo operacional o adicional de 5% a título de remuneração dos investimentos em bens não reversíveis, conforme o Submódulo 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), da Aneel.

108. Por outro lado, não foi incluída a majoração constante da Nota Técnica DEA/DEE 01/2012, emitida pela EPE (peça 55), que recomendava a “adoção de um valor de 10% como taxa de lucro a ser incluída nas tarifas de O&M das empresas prestadoras dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica, no momento atual da renovação das suas concessões”. Tal providência se mostra adequada, visto que a presente renovação se dá pelo regime de produção independente, não pelo regime de cotas, e o lucro do empreendedor já é considerado na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor mínimo de outorga.

109. No que diz respeito aos custos com investimentos, o Poder Concedente adotou a metodologia descrita na Nota Técnica 105/2015-SRG/ANEEL, que serviu de base para a fixação das tarifas máximas de geração para os Leilões 12/2015-Aneel e 1/2017-Aneel, expressa pelo produto dos custos operacionais pelo fator de investimento de 2,021 (peça 56).

110. Diante do exposto, verifica-se que os montantes relativos aos custos possuem parâmetros regulatórios amplamente discutidos pelo setor, desde a sua introdução no marco legal, no ano de 2012. Ademais, verifica-se que, sendo o caso o concreto o de uma renovação sob o regime de produção independente e não de cotas de energia, o Poder Concedente buscou compatibilizar os custos à situação em apreço, não tendo sido identificadas potenciais inconsistências no método utilizado.

111. Isso posto, expõe-se a seguir as análises que resultaram em constatações com potencial de recomendações e determinações para o caso concreto.

II. Do aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera

112. A questão do aproveitamento ótimo da usina, além de ser um ponto já trabalhado pelo Tribunal no âmbito dos Acórdãos 3.492/2012-TCU-Plenário, 1.253/2016-TCU-Plenário e 3.115/2016-TCU-Plenário, foi objeto da denúncia apensada aos presentes autos – autuada no TC 019.946/2018-0 – que, em breve síntese, alega:

a. parcialidade da Aneel na condução das respostas ao TCU no que se refere às providências que a Agência deveria tomar para exigir que a CESP adequasse a capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, para o atingimento da cota 259 m;

b. ilegalidade na nova outorga da UHE Porto Primavera sem a definição do aproveitamento ótimo da usina em face do § 2º do art. 5º da Lei 9.074/1995, visto que “nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo”;

c. omissão da minuta do contrato da nova outorga da usina no que diz respeito ao que ocorrerá na hipótese de inviabilidade da ampliação do empreendimento após a realização dos novos estudos.

113. Conforme mencionado anteriormente, a UHE Porto Primavera conta com estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) e projeto básico aprovados ao fim da década de 1970, com previsão de dezoito unidades geradoras e nível d’água máximo do reservatório à cota de 259 m.

114. Transcorrido um período de quase quarenta anos, todavia, verificou-se no âmbito do TC 016.992/2011-3, que a usina operava com apenas catorze máquinas, a um nível d'água do reservatório à cota de 257 m.

115. Nesse contexto, a despeito das características originais da usina contidas em seu EVTE e projeto básico terem sido aprovadas, a Agência entende que, em razão do tempo transcorrido, não há mais a definição de aproveitamento ótimo do potencial, sendo necessário “compatibilizar o projeto originalmente pensado para a usina na década de 70 com as condições estabelecidas na Lei 9.074/1995” (peça 7, p. 7).

116. Desse modo, fez constar da minuta de contrato da nova concessão previsão expressa para que a nova concessionária elabore novos estudos, nos seguintes termos:

CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

[...]

Subcláusula Primeira – Sem prejuízo do disposto nas demais cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE:

[...]

II. Elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da UHE, se assim determinado pelo Poder Concedente, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste Contrato;

117. Portanto, o que se verifica no caso concreto é que, apesar de a UHE Porto Primavera ter sido dimensionada para uma operação com o reservatório na cota de 259 m e dezoito unidades geradoras, ela somente opera na cota de 257 m, com catorze turbinas, sem que para tanto haja uma definição de aproveitamento ótimo para a usina.

118. Sem embargo, para a melhor compreensão da questão, é necessário rememorar os fatos que antecederam a celebração do contrato de concessão, como se passa a expor.

119. O estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) original da usina foi aprovado mediante Despacho do MME-DNAEE, de 6/11/1978 (peça 29, p. 68).

120. Em 3/9/1979, mediante Despacho do DCAE, o projeto básico da usina foi aprovado, com dezoito unidades geradoras de 100 MW cada. De acordo com o despacho, foi fixado que a motorização da usina deveria ocorrer entre 28/2/1985 e 31/5/1989 (peça 29, p. 99).

121. Posteriormente, considerando o comportamento do mercado consumidor de energia elétrica à época, a motorização da UHE Porto Primavera foi deslocada para o período de 31/10/1987 a 31/1/1992 (peça 29, p. 145-146).

122. Em 26/10/1987, a CESP solicitou a prorrogação do cronograma de implantação para o período de 31/5/1992 a 31/3/1995 (peça 29, p. 245), o que foi anuído pelo Poder Concedente em 5/4/1988 (peça 29, p. 257-258).

123. Ato contínuo, a Portaria 1.086/1993 prorrogou novamente o cronograma da usina, prevendo a motorização entre 31/5/1996 e 31/10/1999, em atendimento a outra solicitação da CESP (peça 29, p. 346-347).

124. Em 10/1/1996, a CESP apresentou o Plano de Conclusão da UHE Porto Primavera, com apenas quinze unidades geradoras, sendo a primeira entrando em operação em maio de 1999 e a última, em janeiro de 2004. De acordo com o documento, as unidades 16 a 18 não tinham previsão de entrada em operação (peça 30, p. 11). Tais premissas foram aprovadas por despacho do DNAEE em 25/1/1996 (peça 30, p. 61).

125. As primeiras unidades geradoras da usina entraram em operação conforme o cronograma, com a última turbina atualmente em operação (UG14) entrando em operação em outubro de 2003.

126. Em outubro de 2001, a Aneel identificou a necessidade de regularização da outorga da usina a fim de alterar a potência instalada da usina, tendo em vista que a CESP havia apresentado estudos, ensaios e testes que indicaram “a obtenção de um novo ponto operacional das unidades geradoras, com a otimização de suas características, sem perda adicional da vida útil e com isto houve um incremento da ordem de 10%, o que

resulta em uma potência instalada de 110 MW por unidade, totalizando 1.980 MW para as dezoito unidades previstas para a usina" (peça 32).

127. Por meio do Despacho 908/2001-SCG/ANEEL, a Aneel regularizou a capacidade instalada da UHE Porto Primavera, passando de dezoito unidades geradoras de 100.800 kW cada, totalizando 1.814.400 kW, para dezoito unidades geradoras de 110.000 kW cada, totalizando 1.980.000 kW, considerando sua completa motorização (peça 33).

128. No ano de 2002, a Aneel identificou que apenas as unidades de 1 a 12 da usina estavam em operação. As unidades 13 e 14 encontravam-se em montagem eletromecânica e as unidades 15 a 18, em obras civis. Foi então determinado o encaminhamento do cronograma de implantação das unidades geradoras de 15 a 18 (peça 34).

129. Em resposta, a CESP declarou que, em face das suas diretrizes empresariais, havia tomado a decisão de concluir apenas a montagem de catorze unidades geradoras, não obstante as obras civis da usina comportarem dezoito unidades. Sendo assim, solicitou a fixação da potência instalada da usina em 1.540 MW, com catorze unidades geradoras de 110 MW cada, em atendimento à então vigente Resolução 420/2000-Aneel (peça 35).

130. Por meio de Despacho 738/2002-SCG/Aneel, a capacidade instalada da usina foi novamente modificada, passando de dezoito unidades geradoras de 110.000 kW para catorze unidades geradoras de 110.000 kW, totalizando 1.540.000 kW. Além disso, apontou que "a completa motorização da usina (dezoito unidades geradoras) deverá ser objeto de futura ampliação, com o que a concessionária deverá submeter à prévia aprovação da Aneel" (peça 36).

131. Somente em 12 de novembro de 2004, após todas as modificações mencionadas na outorga da UHE Porto Primavera, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 003/2004 com a CESP, estabelecendo a data de 21/05/2008 como termo final da concessão para o empreendimento. Muito embora a usina tenha sido dimensionada para operação com dezoito turbinas e nível d'água máximo do reservatório na cota 259 m, o Anexo I do instrumento registra apenas catorze unidades geradoras com potência instalada total de 1.540 MW, sem qualquer menção à cronograma, tampouco obrigação de ampliação do número de unidades geradoras ou do nível do reservatório (peça 26).

132. Isso posto, deve-se destacar que a UHE Porto Primavera teve seu estudo de viabilidade e projeto básico desenvolvidos na década de 70, sob enfoque dos critérios e da conjuntura vigentes à época. Nesse lapso de tempo, o setor de energia elétrica passou por uma série de transformações, no campo tecnológico, regulatório e especialmente ambiental.

133. A título de exemplo, cita-se que a Política Nacional do Meio Ambiente só foi instituída em 1981, por meio da Lei 6.938/1981, que estruturou o Sistema Nacional de Meio Ambiente (Sisnama). Até então, não havia mecanismos eficazes de proteção do meio ambiente, dado que o licenciamento não era uma exigência.

134. Em 1988, os estudos de impacto ambiental, uma das exigências para a concessão do licenciamento ambiental, passou a contar com status constitucional, como se verifica no art. 225, § 1º, inciso IV, da Carta Magna:

Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

[...]

§ 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público:

[...]

IV - exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade;

135. Portanto, é clara a evolução da temática ambiental em relação ao momento em que o projeto foi concebido, com todas as normas e condicionantes hoje impostas a empreendimentos com potencial de degradação do meio ambiente.

136. Sob a ótica do setor elétrico, tendo em vista a referida evolução da temática ambiental, passou a ser impositivo que novos projetos de empreendimentos como a UHE Porto Primavera levassem em conta não apenas uma avaliação de *custo x benefício* sobre os aspectos energéticos e econômicos, mas também de ordem ambiental.

137. Atualmente, a definição de aproveitamento ótimo de um potencial hidrelétrico está descrita no art. 5º, § 3º, da Lei 9.074/1995:

§ 3º Considera-se "aproveitamento ótimo", todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

138. O aproveitamento ótimo de uma usina, caracterizado por entre outros elementos, a potência mínima e o nível d'água do reservatório, é obtido por meio de dois estudos realizados previamente à etapa construtiva do empreendimento: i) os estudos de inventário hidrelétrico e ii) os estudos de viabilidade.

139. O Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas do MME, revisão de 2007, estabelece que o estudo de inventário “se caracteriza pela concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda para a bacia hidrográfica, formadas por um conjunto de projetos, que são comparadas entre si, **visando selecionar aquela que apresente melhor e quilíbrio entre os custos de implantação, benefícios e energéticos e impactos socioambientais**” (grifo nosso – peça 37, p. 25).

140. Em seguida, são realizados estudos mais detalhados para a verificação de viabilidade de um empreendimento. Segundo o documento, isso ocorre por meio de uma análise “da viabilidade técnica, energética, econômica e socioambiental que leva à definição do aproveitamento ótimo que irá ao leilão de energia (...) Com base nesses estudos, são preparados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) de um empreendimento específico, tendo em vista a obtenção da Licença Prévia (LP), junto aos órgãos ambientais”.

141. Como decorrência lógica desses estudos, elabora-se o projeto básico, no qual são planejadas com mais precisão as características técnicas do empreendimento, relacionadas às obras civis e equipamentos eletromecânicos, bem como os programas socioambientais.

142. Nesse contexto de mudanças e em face do longo tempo transcorrido para a efetiva implementação da usina – como visto, com anuência do Poder Concedente –, é provável que os estudos originais da UHE Porto Primavera não mais refletem o seu aproveitamento ótimo, como demonstra-se a seguir.

143. Com relação ao número de unidades geradoras, já há o entendimento do Poder Concedente quanto à inviabilidade da ampliação da usina, pois “a motorização dos quatro poços existentes penalizará o consumidor, tendo em vista o rebatimento dos custos para a compra e instalação de mais quatro unidades geradoras de 110 MW nas tarifas de energia elétrica” (peça 39, p. 7).

144. Dessa forma, é razoável que, a partir da celebração do Contrato de Concessão 3/2004-Aneel, as características técnicas da usina – especialmente quanto ao número de unidades geradoras – tenham sido readequadas, porquanto a elevação da capacidade operacional conforme o projeto básico iria de encontro ao aproveitamento ótimo do empreendimento.

145. No tocante ao nível d'água do reservatório, a CESP registrou as seguintes ocorrências em resposta a notificação da Aneel, para as quais apresentou documentação probatória (peça 40):

a. o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) da UHE Porto Primavera, entregue ao Ibama em 11/10/1996, previa que a usina teria a operação restrita a fio d'água na cota 257 m, com o nível d'água do reservatório indo sazonalmente até a cota 259 m, com o propósito de reter temporariamente uma fração do volume de cheia, de forma a evitar o agravamento dos picos a jusante;

b. em conformidade com o EIA, foi emitida a Licença de Operação 24/1998, prevendo a cota 259 m como o nível máximo de operação do reservatório da UHE Porto Primavera;

c. no entanto, quando a CESP solicitou ao Ibama autorização para o enchimento do reservatório na cota 257/259 m, o órgão ambiental expediu a Licença de Operação 121/2000, que deixou de considerar a operação sazonal até a cota 259 m, fixando a operação da usina na cota 257 m. De acordo com as condições gerais da licença, a companhia deveria “operar o reservatório no sistema que causasse o menor impacto possível para o novo ambiente” e “apresentar zoneamento ambiental e plano diretor do reservatório”;

d. em atendimento à segunda condicionante acima citada, a CESP ainda apresentou ao Ibama o zoneamento ambiental do reservatório, prevendo como faixa operativa as áreas situadas entre as cotas 257 m e 259 m, passíveis de inundação, mesmo que sazonalmente;

e. todavia, o Ibama nunca se manifestou a respeito desse zoneamento e ainda encaminhou termo de referência para a elaboração do Plano de Conservação e Uso do Entrono do Reservatório da UHE Porto Primavera;

f. em 28/9/2009, a CESP apresentou ao Ibama proposta de criação de Área de Proteção Permanente (APP) do reservatório, constituída pela área a partir da cota 259 m, já que a área entre as cotas 257 m e 259 m estavam destinadas à operação sazonal do empreendimento;

g. em 30/10/2013, o Ibama enviou à CESP ofício afirmando que, de acordo com as normas legais vigentes que regulamentam APP de reservatórios artificiais (Lei 12.651/2012), não foram encontrados óbices para aprovação da proposta encaminhada pela companhia, no que se refere à cota de operação do reservatório 257 m. No caso de enchimento do reservatório para a cota 259 m, a proposta também estaria adequada, devendo ser reavaliada apenas a existência de áreas do município de Castilho, Três Lagoas e na região do remanso do reservatório, de forma a se verificar se há propriedades de lindeiros dentro do limite da cota máxima *maximorum* (259,5 m) para subsidiar a alteração da APP.

146. Em resposta a questionamentos desta Unidade Técnica, o Poder Concedente informou que, em 23/5/2018, a LO 121/2000 foi renovada pela segunda vez, ratificando a existência de uma APP vinculada à concessão, situada entre a margem da cota 257 m e da cota da área desapropriada, totalizando 656,81 km² (peça 41, p. 3).

147. Portanto, no que se refere ao nível d'água do reservatório, verifica-se que a CESP ainda buscava, até idos de 2013, o cumprimento de condicionantes ambientais da Licença de Operação 121/2000, que permitia o enchimento do reservatório para a cota 257 m.

148. Sendo assim, considerando o possível impacto dos custos sociais relacionados à operação sazonal na cota 259 m sobre a medida de aproveitamento ótimo da usina, é possível que a elevação da cota do reservatório também nunca possa ser de fato atingida tal como previsto no projeto básico do empreendimento.

149. Tais fatos sugerem incerteza sobre a viabilidade econômica no aumento da capacidade de armazenamento do reservatório da UHE Porto Primavera haja vista os custos associados a essa medida, em que pese do ponto de vista energético seja indiscutível que ela traz ganhos sistêmicos.

150. Inicialmente a Aneel notificou a CESP em atendimento ao subitem 9.2.1 do Acórdão 1.253/2016-TCU-Plenário, a fim de apurar possível responsabilidade da concessionária frente ao não atingimento da cota 259 m. No entanto, verificados os fatos aqui narrados, os quais demonstram que a CESP intentou em alguma medida a obtenção do licenciamento para operação na mencionada cota junto ao Ibama, entende-se por adequada as conclusões da Agência pela não imputação de responsabilidade ao concessionário.

151. Isso, porém, não afasta o fato de que a UHE Porto Primavera foi construída com base em projetos desatualizados e os agentes públicos responsáveis pela fiscalização da concessão não tomaram providências tempestivas para readequar a Garantia Física da usina à realidade operativa da cota 257 m. Todavia, conforme já exposto alhures, são fatos originados há mais de 13 anos, o que tornaria a persecução de eventual punibilidade extremamente onerosa, bem como já teríamos, em tese, a prescrição da pretensão punitiva.

152. De toda sorte, ainda pariam dúvidas sobre a potencialidade de se elevar o reservatório da usina para operação na cota 259 m, o que, do ponto de vista energético, seria o ideal para o sistema. Nessa toada, a Agência propõe, com a renovação da concessão da usina, obrigação ao novo controlador da CESP no sentido de elaborar os estudos de viabilidade para a definição do aproveitamento ótimo da usina.

153. Dessa forma, ao contrário do alegado na denúncia do TC 019.946/2018-0 (vide parágrafo 112), não se verificou inércia administrativa ou parcialidade da Aneel no atendimento a decisão deste Tribunal.

154. No entanto, ante a dúvida gerada quanto ao aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera, a primeira questão a ser dirimida é se a renovação da outorga da usina, como ora sugerido pelo Poder Concedente, de fato traz luz ao caso.

155. Quanto a esse ponto, necessário destacar que os estudos de viabilidade seriam elaborados pelo próprio concessionário da usina, o que pode dar ensejo a um conflito de interesses capaz de enviesar as conclusões apontadas pelo trabalho em detrimento do interesse público.

156. Sobre a questão, o Poder Concedente sustenta (peça 41):

Os regramentos que tratam da elaboração de estudos de inventário – que balizam a definição da partição de quedas ótima de rio ou trecho de rio – e da elaboração de estudos de viabilidade se aplicam a elaboração deste estudo. Nesta linha, a ANEEL avaliará os estudos apresentados pela concessionária, no intuito de verificar a observância aos regramentos, ao manual de inventário e às instruções para elaboração de estudos de viabilidade.

Tal procedimento não difere daquele adotado para avaliação de qualquer novo inventário ou novo estudo de viabilidade técnica e econômica de usinas hidrelétricas, para o qual a ANEEL dispõe tanto da competência legal, quanto da competência técnica.

(...)

Todo e qualquer estudo que objetive a definição do aproveitamento ótimo deve observar os aspectos energético, econômico, social e ambiental, de forma a equilibrar todos os interesses entre si.

157. Pelo atual modelo de estruturação de empreendimentos hidrelétricos, cabe aos particulares a solicitação de registro junto à Aneel, para fins de elaboração dos estudos de inventário e de viabilidade.

158. A remuneração dos estudos ocorre exclusivamente caso o projeto vá a leilão, mediante resarcimento, pelo vencedor do certame, dos custos incorridos pelo desenvolvedor dos estudos. Portanto, como no momento em que são concluídos os estudos, ainda não há concessão para a construção do empreendimento, não há o que se falar em conflito de interesses.

159. No caso concreto, todavia, a usina já se encontra em operação e os estudos de viabilidade seriam realizados pelo próprio concessionário. Os resultados obtidos teriam o condão de impactar a remuneração do empreendimento, beneficiando o empreendedor por meio de uma revisão extraordinária de Garantia Física, conforme previsto na Portaria 406/2017-MME (peça 57). Sendo assim, há aparente ruptura no que se refere ao princípio de separação das funções de desenvolvedor de estudos e explorador dos serviços.

160. Tal fato, embora represente risco relativo à qualidade dos estudos apresentados, não é suficiente para enviesar em definitivo as conclusões neles inseridas, visto que cabe à Aneel a decisão final tanto em relação à viabilidade ou não do empreendimento, sob o ponto de vista energético, econômico e socioambiental, quanto à existência de fato relevante para se revisar extraordinariamente a Garantia Física da usina.

161. Contudo, visando maior neutralidade da solução a ser adotada, propõe-se recomendar ao MME que avalie a oportunidade e conveniência de buscar meios próprios, com o auxílio da EPE, para desenvolver os estudos exigidos por meio da Cláusula Quarta, Subcláusula Primeira, II, da minuta do novo Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera, eliminando a referida previsão contratual, se for o caso.

162. O segundo aspecto levantado, e que é objeto da denúncia do TC 019.946/2018-0, é se a renovação incorreria em descumprimento ao art. 5º, § 2º, da Lei 9.074/1995, que assim dispõe:

§ 2º Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo" pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo.

163. Para responder essa questão, o Poder Concedente informou o que segue (peça 41, p. 1):

O aproveitamento ótimo é um conceito dinâmico, que representa a melhor utilização viável do potencial hidráulico, podendo, portanto, ser revisto periodicamente com vistas a incorporar novas condições ambientais, econômicas, sociais e de uso dos recursos hídricos. Assim, no caso da UHE Porto Primavera, atualmente o aproveitamento ótimo é aquele para a usina operando na cota 257 metros, haja vista as restrições ambientais existentes. Logo, a Lei 9.074 não está sendo descumprida.

O que o Contrato de Concessão aprovado estabelece em relação a isso é a obrigação do novo concessionário desenvolver estudos para identificar se, superadas todas as restrições existentes (no caso, também incluídas as econômicas e sociais) seria viável a ampliação da potência da usina.

Vale ressaltar que não se trata de uma renovação da outorga vigente – serviço público, e sim da emissão pela União de nova outorga de Concessão sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, nos termos dos artigos 27 e 28 da Lei nº 9.074/1995 e do Decreto nº 9.271/2018.

164. A resposta acima transcrita demonstra que atualmente a UHE Porto Primavera opera com base em um conceito de aproveitamento ótimo desatualizado, em face do tempo transcorrido desde a elaboração dos estudos e projetos originais da usina.

165. No entanto, uma análise sobre o teor do art. 5º, § 2º, da Lei 9.074/1995 permite concluir que, mediante a exigência legal imposta, o legislador busca evitar que empreendimentos hidrelétricos sejam sub/superdimensionados considerando o melhor aproveitamento de uma bacia hidrográfica.

166. Como a UHE Porto Primavera já se encontra em operação, a construção do empreendimento com base em premissas desatualizadas já fez incidir o risco de superdimensionamento da usina, como se verifica nas discrepâncias existentes entre a operação atual e as características do projeto básico.

167. Sendo assim, deve-se salientar a atipicidade do caso concreto, dado que, embora não haja consenso a respeito do aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera, trata-se de um empreendimento já construído e operacional.

168. Ademais, a não renovação certamente tornaria difícil a alienação do controle acionário da CESP, ainda mais considerando o histórico de tentativas frustradas em razão da falta de atratividade da companhia. E, sem privatização, por sua vez, é provável que a concessão siga indeterminadamente sem a definição do aproveitamento ótimo da usina, com a manutenção da concessionária não obstante as claras dificuldades de capacidade de investimento por que ela passa.

169. Desse modo, entende-se não haver óbices legais para a renovação da outorga da UHE Porto Primavera em relação ao tema tratado neste tópico, qual seja, da discussão sobre o aproveitamento ótimo da usina, tendo em vista ainda que há fortes indícios de que do ponto de vista ambiental haverá restrições complexas a serem equacionadas para se elevar a cota operativa para 259 m. Esse entendimento também responde à questão levantada no âmbito da denúncia do TC 019.946/2018-0.

170. Por outro lado, considerando que a usina foi construída cerca de vinte anos após a concepção do seu projeto, era notória a necessidade de revisão dos estudos que o embasaram antes do efetivo investimento realizado pela CESP.

171. Nesse contexto, entende-se pertinente recomendar à Aneel que avalie a conveniência e oportunidade de revisar os normativos que regulam a construção de empreendimentos hidrelétricos, de modo que faça exigir a atualização de estudos antigos previamente ao efetivo início das obras.

172. Outrossim, considerando a hipótese de superdimensionamento dos investimentos relativos à UHE Porto Primavera, não devem reverter à União bens que eventualmente tenham se mostrado inservíveis para a prestação do serviço concedido, como será tratado a seguir.

III. Da valoração do ativo da UHE Porto Primavera

173. De acordo com o art. 35, § 4º, c/c o art. 36 da Lei de Concessões (Lei 8.987/1995), é direito do concessionário ser indenizado pelas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

174. Assim, de forma a valorar os ativos relacionados à atividade de geração da UHE Porto Primavera, bem como simular a amortização desses bens nos fluxos de caixa futuros, o Poder Concedente adotou a metodologia correspondente ao Valor Novo de Reposição (VNR), calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em R\$ 9.766.855.690,00 na data-base de dezembro de 2017 (peça 3, p. 5).

175. Ocorre que, conforme já tratado nesta instrução, a usina foi dimensionada originalmente para operar com dezoito unidades geradoras e nível d'água do reservatório na cota 259 m, mas opera apenas com catorze máquinas e reservatório na cota 257 m.

176. Eventuais investimentos realizados e não utilizados no serviço concedido devem ser, por conseguinte, eliminados do cálculo do VNR dos ativos relacionados à atividade de geração da UHE Porto

Primavera, para fins de simulação da amortização do atual ativo. Nesse sentido, o Tribunal deu ciência ao MME e à Aneel, nos termos do subitem 9.7 do Acórdão 3.492/2012-TCU-Plenário:

9.7 cientificar o Ministério das Minas Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica de que a futura reavaliação dos ativos da UHE Porto Primavera, prevista no art. 3º da Portaria MME 110/2008, deverá considerar a real cota de enchimento do reservatório para a operação da usina e a quantidade efetiva de equipamentos empregados na geração de energia, **excluindo, assim, para efeito de eventual indenização à concessionária, os investimentos inservíveis à operação do empreendimento (p. ex: equipamentos, obras e outras despesas superdimensionadas em comparação com a real capacidade de operação da usina);** (grifo nosso)

177. Mediante análise do Relatório EPE-DEE-002/2018-r1 (peça 3), que embasou o cálculo do VNR, verifica-se que já foi considerada apenas a instalação de catorze unidades geradoras e de peças fixas, grades e comportas nos dezoito blocos da casa de força. Não há inconsistência, portanto, em relação à parcela de equipamentos eletromecânicos incluída no valor do ativo da usina.

178. Com relação às obras civis, a EPE destacou:

Ressalta-se que, apesar de terem sido instaladas apenas 14 unidades geradoras, foram executadas as obras civis referentes a 18 unidades, conforme previsto originalmente no Projeto Básico. Mesmo com a não implantação da totalidade das máquinas, algumas obras foram necessárias, tais como concretagem do circuito hidráulico de geração e instalação de equipamentos de vedação, sob pena de inviabilizar, tecnicamente, a instalação posterior das 4 máquinas remanescentes, o que poderia ocorrer quando entendido oportuno do ponto de vista eletroenergético e econômico.

179. Pela manifestação acima transcrita, percebe-se que foi incluída no cálculo do VNR parcela superdimensionada de investimentos efetuados em obras civis. Todavia, a contabilização dessa parte inservível demandaria a elaboração de outro projeto, com base apenas nas características operativas atuais, de modo a verificar o quanto se investiu a mais do que o necessário no empreendimento. Além disso, não há o que se falar em relação à reversão apenas da parcela das obras civis que estejam sendo aproveitadas ao serviço concedido, porquanto são bens indivisíveis.

180. Desse modo, embora as obras civis da UHE Porto Primavera tenham sido superdimensionadas, torna-se inviável, devido aos contornos fáticos, a sugestão de reparos no cálculo do VNR em relação a esse ponto.

181. No tocante ao reservatório do empreendimento, foi desapropriada uma área correspondente ao nível d'água na cota 259 m. Os custos relacionados a essa desapropriação foram considerados pela EPE na conta “Terrenos, Realocações e Outras Ações Socioambientais”, no valor de R\$ 1.372.934.350,00 na data-base de novembro de 2017.

182. Em resposta à diligência efetuada por esta Unidade Técnica, o Poder Concedente respondeu que os terrenos desapropriados “não foram considerados passíveis de individualização. O orçamento original não apresentava distinção entre as áreas destinadas a implantação do empreendimento nas diferentes cotas, fornecendo apenas a área total e seu custo unitário” (peça 14, p. 5). Não obstante, a área correspondente entre o nível da cota 257 m e o nível máximo *maximorum* (259,5 m) seria de aproximadamente 473 km², conforme informações prestadas pela CESP à Aneel, em atendimento à Resolução Normativa Aneel 501/2012 (peça 41, p. 3).

183. Não seria inviável estimar o valor de tal área, considerando o montante total associado às desapropriações do empreendimento. No entanto, como mencionado no parágrafo 145 acima, a atual licença de operação da UHE Porto Primavera possui como condicionante a existência de uma Área de Preservação Permanente (APP), no âmbito do Plano de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório.

184. Sobre esse ponto, o Poder Concedente informa que a “licença de operação em vigor (licença de operação nº 121/2000 – 2^a renovação de 23/5/2018), emitida pelo Ibama, define que a Área de Preservação Permanente (APP) da usina corresponde à área entre a cota 257 m – de operação do reservatório – e a cota da área desapropriada, totalizando 656,81 km²” (peça 41, p. 3).

185. Destarte, ainda que a área total desapropriada pela CESP visando o enchimento do reservatório na cota 259 m não seja efetivamente aproveitada à geração de energia elétrica, os custos incorridos pela companhia

com desapropriação foram necessários, pois a licença de operação da UHE Porto Primavera exige que tal área permaneça vinculada à concessão, na forma de APP.

186. Disso se conclui que, embora haja superdimensionamento decorrente da realização das obras da UHE Porto Primavera com base em estudos e projetos desatualizados, não há reparos a serem feitos no cálculo do VNR em decorrência de que tais ativos são servíveis, necessários e indivisíveis à concessão em face dos contornos fáticos apresentados.

187. Esse contexto responde o ponto levantado na denúncia do TC 019.946/2018-0, por quanto caso não haja o efetivo enchimento do reservatório, os terrenos inicialmente destinados à elevação da cota 259 m continuarão vinculados à concessão, por força da condicionante ambiental imposta pela LO 121/2000, mantendo-se as atuais condições econômicas e operativas do contrato de concessão.

188. Por fim, o último ponto a ser tratado na presente instrução refere-se às premissas utilizadas pelo Poder Concedente na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor mínimo de outorga, como se expõe a seguir.

IV. Da coerência metodológica da modelagem econômico-financeira e das premissas adotadas para o cálculo do valor mínimo de outorga

189. A modelagem econômico-financeira da concessão considerou que o novo controlador da CESP terá livre dispor sobre a totalidade da Garantia Física da UHE Porto Primavera, para comercialização no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) ou no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR).

190. De acordo com a Nota Técnica 3/2018/ASSEC, o valor adotado para negociação da energia pela CESP partiu da seguinte lógica (peça 5, p. 6):

Em estimativas de valor de outorga anteriores, foram utilizadas premissas que faziam referência ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

No entanto, a consolidação pela EPE de metodologia para o cálculo do CME, contida na Nota EPEDEE-RE-27/2017-r0, de 9 de junho de 2017, intitulada "Estudos para expansão da geração - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017", tornou recomendável a adoção do CME ao invés do PLD.

Adicionalmente, no longo prazo, o Custo Marginal de Operação - CMO, no qual o PLD se baseia, tende a convergir para o CME. Assim, no horizonte do novo contrato de 30 anos, o CME sinaliza a média do valor de negociação da energia no mercado.

[...]

Assim, o valor considerado para a negociação da energia pela UHE Porto Primavera no novo contrato de concessão é de R\$ 170,00/MWh.

191. No entanto, 230 MWmédios de Garantia Física da UHE Porto Primavera estão contratados no ACR, a preços significativamente superiores ao CME estimado, os quais não foram considerados na modelagem. A CESP vendeu 148 MWmédios de energia da usina no Leilão 2/2005-Aneel, a um preço atualizado de R\$ 227,01, com início de suprimento no ano de 2010, e 82 MWmédios de energia no Leilão 2/2006-Aneel, a um preço atualizado de R\$ 240,87, com início de suprimento em 2009 (peça 42).

192. A negociação desses contratos decorreu de permissivo instituído pelos artigos 17 e 18 da Lei 10.848/2004 e pelo Decreto 5.271/2004, que revogou o art. 27, § 2º, do Decreto 5.163/2004, possibilitando que usinas já existentes e que teriam os respectivos contratos de concessão prorrogados por mais vinte anos a participarem de leilões de energia nova e venderem energia em prazo superior ao previsto para a extinção do contrato de concessão – comumente denominadas de “usinas botox” pelo jargão do setor.

193. Em resposta às diligências encaminhadas por esta Unidade Técnica, o MF informou que tais contratos serão honrados no cenário de renovação (peça 14, p. 9):

A respeito da mudança de regime de exploração de uma das usinas hidrelétricas da empresa, com a alteração de regime de Concessionário de Serviço Público de Energia Elétrica para Produtor Independente de Energia Elétrica não altera a obrigação da empresa de manutenção de seus contratos vigentes, bem como a transferência de controle também não altera essa obrigação.

194. Sendo assim, cerca de 25% da energia passível de contratação da UHE Porto Primavera gerarão ganhos econômico-financeiros superiores ao estimado na modelagem proposta pelo Poder Concedente, tanto no cenário sem renovação como no caso de renovação da concessão, até os anos de 2038 e 2039. Apenas após esse período a totalidade da energia firme da usina estaria a seu livre dispõr.

195. A justificativa do Poder Concedente para desconsiderar os contratos mencionados é que a outorga foi calculada pelo custo de oportunidade da exploração da atividade de geração de energia elétrica e eventuais perdas ou ganhos em razão dos contratos firmados devem ser da concessionária, dado que são resultado da gestão empresarial (peça 14, p. 9):

Na outorga, este Ministério não levou em conta os contratos vigentes pois calcula quanto vale a concessão, ou seja, o custo de oportunidade da exploração da atividade de geração de energia elétrica. Sendo os preços dos contratos superiores ou inferiores ao preço considerado para o cálculo do custo de oportunidade, os ganhos ou perdas da operação devem ser avaliados no âmbito empresarial. Entende-se que a União não deve ser beneficiada ou prejudicada pela possível variação entre os preços dos contratos e o preço considerado para a modelagem do valor da outorga de concessão, sendo o foco o preço que melhor refletia as condições do mercado de geração de energia elétrica da data base para cálculo do fluxo de caixa.

196. De fato, os resultados da performance empresarial devem ser apropriados pela própria concessionária ao longo da concessão. No entanto, os períodos de suprimento dos contratos firmados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel findam respectivamente em 2039 e 2038, ou seja, prazo superior ao da atual outorga, cujo término ocorre em 2028.

197. Como não há garantias de que a CESP continuará com a concessão após o ano de 2028, não é certo que os efeitos econômicos remanescentes desses contratos recairão sobre a empresa, ainda que sejam decorrentes de sua atividade empresarial. Sobre a questão, os contratos de comercialização dos referidos leilões fixam o disposto a seguir:

CLÁUSULA 4ª – DA VIGÊNCIA E DO PERÍODO DE SUPRIMENTO

[...]

4.4. Na eventualidade de o prazo final da concessão ou autorização do COMPRADOR ou do VENDEDOR encerrar-se antes do término do PERÍODO DE SUPRIMENTO, o sucessor da titularidade da respectiva concessão, permissão ou autorização, assumirá todas as obrigações e direitos previstos no presente CONTRATO.

198. Nesse contexto, a extinção da atual outorga impõe a assunção de todas as obrigações e direitos previstos nos aludidos contratos pelo novo concessionário, o que importa em atribuir os resultados da gestão empresarial à própria concessão.

199. Por corolário, os efeitos econômicos em razão desses contratos após o prazo da concessão são suportados pela União, sendo ela a real titular do serviço público de energia elétrica, nos termos do art. 21, inciso XII, alínea “b”, da Constituição Federal. Ou seja, o regime jurídico dos contratos firmados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel não é inteiramente privado, pois seus efeitos não se limitam à gestão empresarial, mas à própria concessão pública.

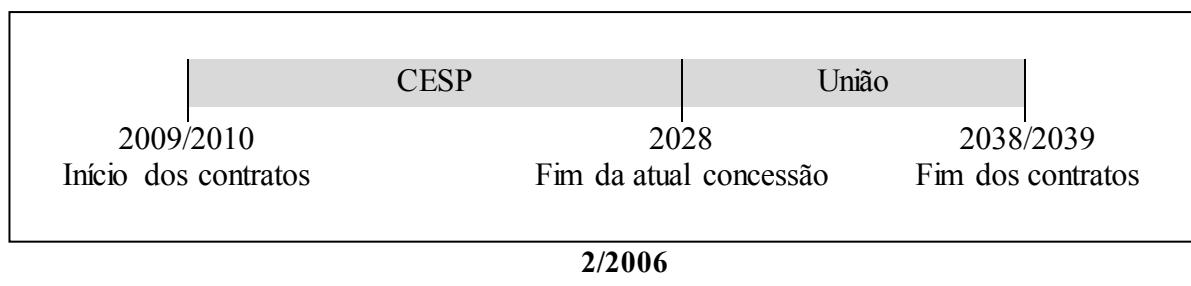
200. Prova disso é o fato de que, na hipótese de uma má gestão empresarial ao longo da concessão, com contratos firmados por preços inferiores ao valor de mercado e com prazos superiores à duração da concessão, a concessionária dificilmente optaria por prorrogar ou renovar a outorga, abandonando-a, com a sua baixa atratividade econômica, a uma licitação. Como nesse cenário conjectural a concessão possui contratos “ineficientes”, os respectivos efeitos negativos recairiam sobre o valor da outorga, uma vez que licitar considerando simplesmente o valor da energia no mercado como a única alternativa de negociação significaria o fracasso do leilão.

201. Vale dizer, sob a égide do atual modelo de comercialização, a existência de contratos de comercialização remanescentes vinculados à outorga, qualquer que fosse o caso de extinção do contrato de concessão da UHE Porto Primavera, poderia resultar em ganhos ou perdas econômicas à União. Até mesmo na hipótese de nulidade, podem permanecer válidos os efeitos em relação a terceiros de boa-fé que negociaram energia decorrente de um contrato de concessão nulo.

202. Dessa forma, por coerência lógica, seja qual for a performance empresarial de uma concessionária, o atual contexto de contratos de comercialização de energia vinculados ao lastro de produção torna a União a

real sucessora de qualquer conjunto de direitos e obrigações porventura existentes após a extinção da outorga. Apresenta-se a seguir diagrama que sintetiza a alocação dos efeitos desses contratos.

Figura 1 – Alocação dos efeitos econômicos dos contratos oriundos dos Leilões Aneel 2/2005 e 2/2006



Fonte: Elaboração própria

203. Faz-se necessário reconhecer o esforço do Poder Concedente em desenvolver uma modelagem que seja aplicável a todos os casos de concessão. E, fosse o caso concreto o de uma usina que não possui contratos de comercialização firmados ou se não houvesse vinculação entre a energia vendida pela CESP e o lastro de produção da UHE Porto Primavera, de fato haveria coerência na simplificação metodológica do modelo adotado.

204. No entanto, considerando que a UHE Porto Primavera possui contratos de venda de energia oriundos dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel, os quais só vencem após a extinção da atual outorga, a realidade dos fatos deve se impor sobre a metodologia adotada, de modo que os efeitos econômicos gerados por tais instrumentos após a vigência da atual concessão (2028) sejam considerados na valoração da renovação da outorga.

205. Dessa forma, propõe-se determinar ao MME que considere os valores dos contratos da usina celebrados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel nos fluxos de caixa estimados para a outorga, de forma a alocar à concessão os efeitos econômicos desses instrumentos a partir do ano de 2028, conforme sintetizado a seguir.

Tabela 4: Premissas de negociação da energia utilizadas na modelagem econômico-financeira

	Período		
	2018 a 2038	2039	2040 a 2048
Premissa utilizada pelo Poder Concedente para os dois cenários	CME	CME	CME
Alteração sugerida para os dois cenários	Contratos dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel e CME para a parcela restante de Garantia Física	Contrato do Leilão 2/2005-Aneel e CME para a parcela restante de Garantia Física	CME

Fonte: Elaboração própria (peça 58, incluindo a planilha de modelagem econômico-financeira como item não digitalizável disponível para download).

206. A diferença resultante da alteração dessas premissas nos fluxos de caixa estimados para a outorga representa valores superiores a R\$ 230 milhões, como se mostra a seguir:

Tabela 5: Impacto dos contratos de comercialização existentes no valor da outorga

	Cálculo do Poder Concedente	Alteração sugerida
Valor da outorga atual (A)	R\$ 1.815.069.750,17	R\$ 2.293.638.380,63
Valor da nova outorga (B)	R\$ 2.913.550.591,21	R\$ 3.626.644.293,55
Valor da renovação (B – A)	R\$ 1.098.480.841,04	R\$ 1.333.005.912,92

Fonte: Elaboração própria (peça 58, incluindo a planilha de modelagem econômico-financeira como item não digitalizável disponível para download).

CONCLUSÃO

207. Este processo foi constituído para acompanhamento da renovação da outorga da UHE Porto Primavera, em face dos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995, regulamentados pelo Decreto 9.271/2018, e da iminente alienação do controle acionário da atual concessionária da usina, a Companhia Energética de São Paulo (CESP).

208. Tratando-se de uma renovação de outorga concomitante à privatização da concessionária – que no presente caso é pertencente a outra unidade federativa – a definição do valor correspondente à renovação da outorga da usina e do novo contrato de concessão coube ao Poder Concedente, ao passo que o procedimento licitatório para a privatização da CESP cabe às instâncias administrativas estaduais.

209. De acordo com a Portaria Interministerial 17/2018-MF/MME, o valor mínimo da outorga foi calculado pelo Poder Concedente em R\$ 1.098.480.841,04.

210. A análise da concessão partiu de uma avaliação de risco, materialidade e relevância, resultando nas ocorrências listadas a seguir.

211. Constatou-se, inicialmente, que embora o contrato de concessão possua prazo de trinta anos, a metodologia de previsão do preço da energia abrange horizonte temporal de apenas dez anos, o que imputa elevados riscos a serem assumidos pela União e pelo novo concessionário, principalmente considerando as atuais dificuldades para a manutenção da capacidade de armazenamento do sistema, o progressivo aumento de fontes intermitentes na matriz nacional e a necessidade de geração para atendimento à ponta, que tendem a pressionar o custo da energia no futuro.

212. Desse modo, tendo em vista também as futuras intenções de privatização no setor elétrico, em especial no que tange aos ativos da Eletrobras, na qual o Projeto de Lei 9.463/2018 endereça a possibilidade renovação dos contratos de concessão de geração da estatal, que representam parcela massiva da capacidade de geração do País (cerca de 1/3), com modelagem aderente ao caso da UHE Porto Primavera (Produtor Independente de Energia), foi proposta determinação para o equacionamento da questão em futuras concessões.

213. Na linha do que já fora identificado pelo TCU em processos anteriores, também se verificou que a construção da UHE Porto Primavera se baseou em seus estudos e projetos originais, desenvolvidos na década de 70, sob enfoque dos critérios e da conjuntura vigentes à época. Todavia, nesse lapso de tempo, o setor de energia elétrica passou por uma série de transformações, no campo tecnológico, regulatório e especialmente ambiental.

214. Tal fato deu ensejo a uma série de discrepâncias entre o projeto original da usina e a sua efetiva operação, que resultaram no superdimensionamento do empreendimento – especialmente no tocante às obras civis implantadas e à área desapropriada para o reservatório, considerando o contexto atual –, bem como da sua respectiva Garantia Física. A usina opera atualmente com catorze unidades geradoras e com o reservatório na cota 257 m, ao passo que o projeto original previa a instalação de dezoito turbinas e reservatório na cota 259 m.

215. Tendo em vista o superdimensionamento das obras civis, o Poder Concedente considerou no valor do ativo da UHE Porto Primavera, para fins de cálculo do valor da outorga, apenas as parcelas de fato operativas do empreendimento, à exceção das obras civis, haja vista a inviabilidade de se estimar o montante a ser excluído.

216. Com relação à área desapropriada para o reservatório, embora a CESP tenha requisitado ao Ibama o enchimento do lago sazonalmente na cota 259 m, conforme previsto nos estudos de impacto ambiental da UHE Porto Primavera, o órgão ambiental apenas autorizou a operação na cota 257 m. Além disso, impôs condicionante para o estabelecimento de Área de Preservação Permanente, no âmbito do Plano de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório, a qual corresponde aos limites impostos pela margem atual do reservatório e a área total desapropriada pela concessionária.

217. Dessa forma, a área desapropriada, embora não seja integralmente aproveitada ao serviço de geração de energia elétrica como previsto no projeto original, é condicionante da licença de operação da usina. Nesse sentido, foram corretas as premissas adotadas pela EPE, ao calcular os investimentos da usina com base no respectivo projeto básico, sob o método de Valor Novo de Reposição (VNR).

218. No tocante à ampliação da usina, por sua vez, há entendimento formal do MME quanto à inviabilidade econômica de se acrescentar quatro novas unidades geradoras, em aderência ao projeto original.

219. Em relação ao lapso temporal em que a Garantia Física da UHE Porto Primavera esteve superdimensionada, verificou-se que os agentes públicos responsáveis pela fiscalização da concessão não tomaram providências tempestivas para readequar as características da usina à sua realidade operativa.

220. No entanto, tendo em vista as revisões ordinárias e extraordinárias implementadas pelo Poder Concedente, as quais buscaram compatibilizar, na medida do possível, as características da usina à sua realidade operativa, bem como tratar-se de fatos originados há mais de 13 anos, o que tornaria a persecução de eventual punibilidade extremamente onerosa, bem como já teríamos, em tese, a prescrição da pretensão punitiva, entendeu-se desnecessárias novas providências a respeito.

221. Não obstante, em face da dúvida remanescente sobre a viabilidade de ampliar as características atuais da UHE Porto Primavera, a Aneel entende ser necessário compatibilizar o projeto originalmente pensado para a usina na década de 70 com as condições estabelecidas na Lei 9.074/1995, motivo pelo qual fez constar, da minuta do contrato de concessão, obrigação para que o novo concessionário elabore estudos de viabilidade para a definição do aproveitamento ótimo do empreendimento.

222. Quanto a esse ponto, identificou-se potencial conflito de interesses do novo concessionário em realizar tais estudos, dado que o modelo de estruturação de empreendimentos hidrelétricos normalmente segregava as funções de desenvolvedor dos estudos e de explorador dos serviços. Ademais, os resultados obtidos teriam o condão de impactar a remuneração do empreendimento, por meio de uma revisão extraordinária de Garantia Física, conforme previsto na Portaria 406/2017-MME.

223. Desse modo, muito embora seja responsabilidade da Aneel a aprovação dos estudos e de eventual pedido de revisão extraordinária da Garantia Física da usina, foi proposta recomendação para que seja adotada solução alternativa, de modo a buscar maior neutralidade dos resultados a serem obtidos.

224. Outrossim, verificou-se não haver ilegalidade na realização do leilão da CESP sem a definição de aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera, dadas as peculiaridades do caso concreto, em especial o fato de a usina já se encontrar em operação e de a renovação da concessão ser requisito para o sucesso da venda da companhia.

225. Contudo, em que pese a inexistência de reparos a serem feitos em relação a tais pontos, foram identificadas oportunidades de melhoria no novo contrato de concessão da UHE Porto Primavera e em futuras concessões relativas a novos empreendimentos, as quais também foram objeto de proposta de recomendação.

226. Por outro lado, em relação às premissas adotadas na modelagem econômico-financeira utilizada pelo Poder Concedente para o cálculo do valor da outorga, verificou-se que não foram considerados os contratos firmados pela CESP em decorrência dos Leilões Aneel 2/2005 e 2/2006, com término da vigência nos anos de 2039 e 2038, respectivamente.

227. Tendo em vista que a energia comercializada nesses contratos corresponde a aproximadamente 25% da Garantia Física da UHE Porto Primavera e foi negociada por preços significativamente superiores à premissa adotada pelo Poder Concedente na simulação de receita com a venda de energia, foi proposta determinação para que tais contratos fossem considerados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor mínimo de outorga.

228. A inclusão dos contratos oriundos dos Leilões Aneel 2/2005 e 2/2006 na modelagem econômico-financeira deve ocorrer previamente à privatização da CESP pelo Estado de São Paulo, de forma a afastar a subavaliação do valor mínimo da outorga em cerca de R\$ 230 milhões.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

229. Ante todo o exposto, e tendo em vista a previsão de controle concomitante deste Tribunal de Contas da União em processos de concessões públicas federais, submetem-se os autos à consideração superior, propugnando, com fulcro no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU c/c o art. 7º, inciso I, da IN 27/1998-TCU, sua remessa ao Exmo. Senhor Ministro-Relator Aroldo Cedraz com a seguinte proposta de encaminhamento:

a) com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, **determinar** ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, que:

i. em futuras concessões, busque equacionar a incompatibilidade existente entre o curto prazo da estimativa resultante da atual metodologia de precificação da energia no futuro e os longos prazos contratuais normalmente adotados em concessões, remetendo ao Tribunal, no prazo de 120 dias, as medidas tomadas a respeito;

ii. antes da licitação do controle acionário da CESP, considere os valores dos contratos da UHE Porto Primavera celebrados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel nos fluxos de caixa estimados para a outorga, de forma a alocar à concessão os efeitos econômicos desses instrumentos a partir do ano de 2028;

b) com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, **recomendar** à Agência Nacional de Energia Elétrica, na qualidade de Regulador do Setor Elétrico e responsável por aprovar minutas de contrato de concessão e por autorizar o início das obras de novos empreendimentos, que avalie a oportunidade e conveniência de:

i. incluir na minuta do novo contrato de concessão da UHE Porto Primavera previsão expressa a respeito de eventuais benefícios econômicos a que terá ou não direito o concessionário e a União, caso o empreendimento venha a ser ampliado;

ii. revisar os normativos que regulam a construção de empreendimentos hidrelétricos, de modo que estudos antigos sejam atualizados antes do efetivo início das obras.

c) com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, **recomendar** ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de representante do Poder Concedente e responsável pela política de aproveitamento da energia hidráulica, que avalie a oportunidade e conveniência de buscar meios próprios, com o auxílio da EPE, para desenvolver os estudos de viabilidade da UHE Porto Primavera exigidos por meio da Cláusula Quarta, Subcláusula Primeira, II, da minuta do novo Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera, eliminando a referida previsão contratual, se for o caso.

d) com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, **determinar** ao Ministério de Minas e Energia e à Aneel que encaminhem, no prazo de 180 dias, as conclusões a respeito das recomendações contidas nas alíneas “b” e “c” acima, motivando a decisão de adoção ou não adoção das propostas do Tribunal;

e) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser exarado nestes autos, bem como do Relatório e Voto que o fundamentarem à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Fazenda e à Empresa de Pesquisa Energética; e

f) restituir o presente processo à SeinfraElétrica para continuidade do acompanhamento da renovação da outorga da UHE Porto Primavera, nos termos da Instrução Normativa 27/1998-TCU.”

É o Relatório.

VOTO

Conforme consignado no Relatório precedente, este processo de desestatização cuida do acompanhamento de nova outorga de concessão da UHE Porto Primavera em face dos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei 9.074/1995, regulamentados pelo Decreto 9.271/2018, e da iminente alienação do controle acionário da atual concessionária da usina, a Companhia Energética de São Paulo – Cesp.

2. Inicialmente, cabe esclarecer que, em conformidade com as normas jurídicas supramencionadas, em casos nos quais o titular da concessão de competência da União for empresa sob controle direto de Estado a ser privatizada, e desde que as partes acordem quanto às regras estabelecidas, é facultado ao poder concedente outorgar nova concessão ao vencedor do leilão de privatização, atendidos os requisitos legais.

3. Ainda que a privatização da Companhia Energética de São Paulo não seja alcançada pela jurisdição desta Corte de Contas, fiscalizam-se neste processo os procedimentos adotados pelo poder concedente para a definição do valor correspondente à outorga da UHE Porto Primavera e da minuta de novo contrato de concessão. Por essa razão foi adotado o rito previsto na IN TCU 27/1998, vigente ao tempo do encaminhamento da documentação constante dos autos pelo Ministério de Minas e Energia.

4. Foi estabelecido pelo MME o valor mínimo da nova outorga em R\$ 1.098.480.841,04, bem como determinado percentual do ágio do leilão a ser revertido em favor da União.

5. A SeinfraElétrica analisou os estudos de viabilidade econômico-financeira encaminhados pelo poder concedente e ainda examinou as seguintes questões levantadas no TC 019.946/2018-0, apenso aos presentes autos: i) legalidade e eficiência da solução dada pelo Poder Concedente para a definição do aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera; ii) valoração do ativo da usina, com base no Valor Novo de Reposição – VNR, para fins de cálculo do valor de outorga; e iii) valor considerado na modelagem econômico-financeira para a negociação da energia do empreendimento.

6. Considero que o exame dos elementos do processo foi adequadamente realizado pela Unidade Técnica, podendo ser acolhido como minhas próprias razões de decidir, sem prejuízo das considerações que passo a tecer.

7. No que tange à estimativa de precificação da energia, a unidade instrutiva apontou a necessidade de que o poder concedente compatibilize a atual metodologia empregada, que considera premissas de curto prazo, com os longos prazos contratuais adotados em concessões de usinas hidrelétricas. Ainda que concorde integralmente com as conclusões expressadas pela SeinfraElétrica, entendo pertinente endereçar a proposta ao MME como recomendação, por se tratar de aperfeiçoamento metodológico a ser implantado em futuras concessões.

8. Quanto ao aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera, a Unidade Técnica considerou adequadas as conclusões da Aneel que a levaram a não imputar à Cesp responsabilidade pelo não atingimento da cota de 259 m, haja vista a incerteza quanto à viabilidade econômica dessa medida, ante os custos e os impactos ambientais associados. Nesse contexto, faz-se mister pontuar que, em decorrência do alongado lapso temporal entre a elaboração dos estudos originais da UHE Porto Primavera e a efetiva implantação da usina, houve evolução do próprio conceito de aproveitamento ótimo, que atualmente não pode desconsiderar aspectos ambientais do empreendimento. Ademais, o relato dos fatos atinentes ao tema demonstra que não houve inércia ou desídia dos agentes públicos envolvidos, ainda que se aponte a ausência de providências tempestivas para a readequação da garantia física da usina no passado.

9. Todavia, demanda maior reflexão a previsão constante da Cláusula Quarta, Subcláusula Primeira, item II, da minuta de contrato de concessão, que imputa ao concessionário a elaboração de

estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, a serem posteriormente submetidos à Aneel. Considerando que os resultados desses estudos podem vir a beneficiar o concessionário, caso apontem a necessidade de revisão extraordinária da garantia física da usina, corrobora a proposta da SeinfraElétrica de modo a recomendar ao MME que avalie a oportunidade e a conveniência de buscar meios próprios para desenvolver referidos estudos.

10. Manifesto, de igual forma, integral concordância com a conclusão, exposta no relatório precedente, de que não há óbices legais para a nova outorga da UHE Porto Primavera, associada à privatização da Cesp. No entanto, deixo de acompanhar a proposta de recomendação à Aneel para que revise normativos atinentes à construção de empreendimentos hidrelétricos, de modo a exigir a atualização de estudos antigos previamente ao efetivo início das obras, por entender que não há indícios de ser essa uma situação corriqueira, tampouco por não terem sido apontadas falhas ou oportunidades de melhoria específicas nos regulamentos existentes.

11. No que se refere à valoração do ativo da usina, acertado o posicionamento da SeinfraElétrica, que não identificou desconformidades no cálculo do Valor Novo de Reposição, ainda que tenha considerado obras civis e desapropriações que visaram o enchimento do reservatório da usina à cota de 259 m, vez que se tratam de ativos servíveis, necessários e indivisíveis à concessão. De fato, mostra-se impossível evitar a reversão de construção já executada, ainda que superdimensionada para a cota atual de operação, por sua indivisibilidade inerente. Demais disso, as áreas desapropriadas devem permanecer vinculadas à concessão, na forma de Área de Preservação Permanente, nos termos da licença de operação da UHE Porto Primavera.

12. O exame sobre a modelagem econômico-financeira identificou que foram desconsiderados os valores dos contratos celebrados em decorrência dos Leilões 2/2005-Aneel e 2/2006-Aneel, que abrangem 25% da energia passível de contratação da UHE Porto Primavera. Anuo à conclusão quanto à necessidade de que seja determinada medida corretiva, eis que a valoração do ativo a ser concedido não pode ignorar, no fluxo de caixa do empreendimento, o valor real de contratos já celebrados e vigentes, sob pena de subavaliação.

13. Por fim, deixo de acolher a proposta de recomendação vazada no item i da alínea b do parágrafo 229 da instrução da SeinfraElétrica, por não ter sido abordada a questão no exame promovido.

Ante o exposto, VOTO no sentido de que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 11 de julho de 2018.

AROLDO CEDRAZ
Relator



OF. PRE2018/2021 n.º 189/2018

São Paulo, 08 de junho de 2018.

Ao Senhor
Ministro Raimundo Carreiro
Presidente do Tribunal de Contas da União - TCU

Senhor Presidente,

O Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo – SEESP, com sede na Rua Genebra, 25, São Paulo – SP, representado por seu representante legal, MURILO CELSO DE CAMPOS PINHEIRO, vem, com fulcro no art. 70 § único da Constituição Federal e, conforme disposições de seu Estatuto, preenchendo a condição de Interessado, de acordo com o disposto no inciso IV do artigo 9º da Lei n.º 9.784 de 29/01/2005 que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal. (as pessoas ou as associações legalmente constituídas quanto a direitos ou interesses difusos), ante os princípios da que devem nortear a Administração Pública, de acordo com o artigo 53 da Lei nº 8.443, de 16/07/1992, que dispõe sobre a Lei Orgânica do Tribunal de Contas da União e de acordo com os artigos 234 e 276 do Regimento Interno do TCU, vêm, respeitosamente, apresentar

D E N Ú C I A

quanto a exame da legalidade de atos praticados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e que resultaram Despacho nº 1208, de 30 de maio de 2018, que aprovou a minuta do Contrato de Concessão (Anexo 1) que regulará, nos termos do Decreto nº 9.271 de 25 de janeiro de 2018, a nova outorga referente à UHE Porto Primavera e que deverá integrar eventual edital a ser lançado pelo Governo do Estado de São Paulo para alienação do controle acionário da Companhia Energética de São Paulo – CESP.

Estamos a discutir um caso concreto de se licitar uma concessão por 30 anos, para o aproveitamento que poderá ser apenas parcial ou deficiente de potencial hidrelétrico da UHE Porto Primavera, o que é expressamente vedado pela legislação vigente.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO
SEOFX - SÃO PAULO

Rua Genebra, 25 – CEP: 01316-901 – São Paulo – SP
Telefone: (11) 3113-2600 – Fax: (11) 3242-2368
www.seesp.org.br – seesp@seesp.org.br

NTR

11 JUN. 2018
14 52 hs.
Pamela



-2-

Segundo a legislação (§ 2º do art. 5º da Lei nº 9.074/95), nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo" pelo Poder Concedente.

O estudo para "aproveitamento ótimo" original foi feito em 1976 e encontra-se no acervo do antigo DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica, que passou a ser de responsabilidade da ANEEL. Se a decisão for de substituí-lo não mais poderá se afirmar que já exista.

A persistir o que consta do novo Contrato de Concessão, se fará a licitação do aproveitamento hidrelétrico de Porto Primavera sem a definição prévia do "aproveitamento ótimo", o que está sendo previsto de ocorrer até 24 meses depois de firmado Contrato de Concessão, pelo Concessionário, que assim teria recebido tal delegação da ANEEL, ainda que a própria Agência não tenha mais esta competência.

Nesta condição, a ANEEL estará a permitir o grande risco de subaproveitar o inteiro potencial de energia hidráulica da UHE Porto Primavera, que, segundo ditame constitucional, é um bem da União:

Art. 20. São bens da União:

...

VIII - os potenciais de energia hidráulica.

Por omissão e falta de uma postura clara por parte da ANEEL corre-se o risco de se inviabilizar definitivamente de se atingir no futuro o enchimento do reservatório até a cota 259m (2 metros acima da cota atual).

Os assuntos que estamos tratando na presente Denúncia são de pleno conhecimento deste Tribunal, como ainda foram reconhecidos quanto às suas relevâncias, tendo sido objeto de Decisões em Plenário (Acórdãos nº 3492/2012, nº 1253/2016, nº 3115/2016 e nº 2502/2017). O processo de transferência do controle acionário da CESP – Companhia Energética de São Paulo, para a iniciativa privada se encontra em pleno andamento com o leilão para privatização a ser publicado nos próximos dias e que a depender apenas da aprovação do novo Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera.





I – A parcialidade da ANEEL

O Tribunal de Contas da União – TCU, através do Acórdão nº 1253/2016, de 18/05/2016, expediu determinação à Agência Reguladora para que a CESP fosse a busca de licença ambiental necessária ao atingimento da cota 259m, de forma que passasse a cumprir o objeto de seu Contrato de Concessão, conforme destacamos abaixo:

9.2.1 Com base nas atribuições definidas no art. 2º e inciso IV do art. 3º da Lei 9.427/1996 e em conformidade com as condições pactuadas na Subcláusula Quinta da Cláusula Terceira e no Anexo 3 do Contrato de Concessão 003/2004-ANEEL-CESP, adote as providências de sua alçada, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da ciência desta deliberação, para exigir da Companhia Energética de São Paulo – Cesp – a adoção de medidas de adequação da capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, nos termos das Resoluções Conama 6/1986 e 237/1997, necessário ao atingimento da cota 259m prevista no projeto básico da usina; sem prejuízo de aplicar as sanções cabíveis, caso verifique omissão da Cesp no cumprimento das obrigações inerentes à concessão;

Tomamos conhecimento que a ANEEL respondeu ao TCU através do ofício nº 12/2017-AIN/ANEEL, de 31 de março de 2017, documento este que não tivemos acesso, mas que possivelmente se encontre embasado no "Relatório de Análise da Fiscalização para Tomada de Decisão", relativo ao Termo de Notificação nº 0040/2016 - SFG/ANEEL, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL (SFG/ANEEL), datado de 07/03/2017 (Anexo 2), onde esse conclui que não seria o caso de obrigar a CESP ir à busca do licenciamento ambiental junto ao IBAMA, necessário ao atingimento da cota 259m prevista no projeto básico da usina e que não foi verificado indício de não conformidade praticada pela CESP na exploração da UHE Porto Primavera.

É patente que a CESP vinha até então se justificando que não tinha efetuado o enchimento do reservatório por conta que o IBAMA não havia concedido a licença ambiental para tal. Tal afirmação não expressa a completa verdade uma vez que o Órgão Licenciador Federal havia esclarecido que não concedeu a licença ambiental porque não havia sido pedida (Anexo 3):

"O IBAMA não se manifestou quanto à viabilidade ambiental do enchimento do reservatório até a cota 259metros. Portanto, não houve aprovação tampouco reprovação sob o ponto de vista ambiental".



Assim, o Relatório de Fiscalização da ANEEL induz a entendimento equivocado, pois o pedido de licença foi concedido para a cota 257m pois foi para esta cota que foi efetuado o pedido pela CESP:

20. Assim, de acordo com os documentos apresentados pelo agente, ficou evidenciado que o empreendimento obteve licença ambiental regular para a operação da UHE Porto Primavera. Ficando caracterizado que a definição da operação na cota 257m transcorreu da instrução do processo, e não havendo evidência de negligência de ação do agente de geração que desse causa ao não reconhecimento de operação em cota superior.

De fato, não se caracteriza qualquer negligência até então, pois a CESP solicitou na 2^a. Etapa a licença ambiental para o enchimento do reservatório para a cota 257m. O que ainda veio a constar no Relatório de Fiscalização da ANEEL (abaixo) é contraditório com a manifestação do IBAMA:

22. Não se identificou demandas do IBAMA, as quais não tenham sido tratadas e respondidas pelo agente responsável pelo agente. A extensa reconstrução do processo histórico do licenciamento ambiental da usina, respaldado por ampla comprovação documental, firmam o entendimento de que a licença ambiental da usina, por mais que seja constante de diploma emitido ainda em 2002, o processo perante o órgão licenciador se mostrou ativo e em curso, com intensa interação entre as partes envolvidas.

23. Por oportuno, merece destacar que integrantes da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, SFG/ANEEL, estiveram em reunião com técnicos do IBAMA para verificar como se davam no âmbito daquele órgão licenciador ambiental, o processo de licenciamento da usina Porto Primavera, em especial para identificar se haveria alguma pendência documental por parte da empresa CESP.

24. Naquela ocasião não restou evidenciada, nas informações prestadas pelos integrantes da equipe técnica do IBAMA, fatos ou documentos que indicavam carência de apresentação por parte da CESP de dados adicionais ao processo de licenciamento. De toda sorte, essa SFG/ANEEL avançou na busca de informações com encaminhamento à Coordenação-Geral de Infra-Estrutura de Energia Elétrica o Ofício nº 636/2016-SFG/ANEEL, de 6 de dezembro de 2016, solicitando àquele órgão posicionamento sobre esclarecimentos prestados durante reunião realizada nas dependências do IBAMA em 17 de novembro de 2016. Esses esclarecimentos deveriam abordar o tema sobre fatos apontados ou deixados de serem apontados pelo TCU e CESP a respeito do licenciamento ambiental da UHE Porto Primavera. Até a presente não tivemos uma manifestação quanto a essa



-5-

solicitação, nos levando a considerar todas as demais informações coletadas no transcorrer da avaliação em curso.

25. Nesse contexto, restou atendida a Determinação D.1, não ficando evidenciada qualquer falta ou negligência do agente responsável pela operação da usina em deixar de atender demandas e questionamentos apresentados pelo órgão licenciador da UHE Porto Primavera.

Este aspecto, bem como o enchimento do reservatório em 3 etapas (cotas 253 m, 257m e 259m) como havia sido inicialmente convencionado entre IBAMA e CESP, nada disso foi destacado no Relatório de Fiscalização da ANEEL. Em seu relatório, a ANEEL tangenciou o principal mas não respondeu a simples pergunta: a CESP entrou ou não com o pedido de licença ambiental junto o IBAMA para enchimento do reservatório na cota 259 metros da mesma forma que havia antes entrado com os pedidos de licença ambiental para a cota 253 metros e para a cota 257 metros?

O IBAMA já havia esclarecido que para conseguir uma licença ambiental, além de preencher os requisitos definidos, compensações e mitigações necessárias, **tem que pedir! Sem solicitação formal, não tem licença!**

Também não foi destacado no Relatório de Fiscalização da ANEEL que um outro desincentivo para fazer o enchimento do reservatório foi que a garantia física até então atribuída ao empreendimento estava incorreta e já contemplava o nível operacional de até 259 metros. Assim, o pequeno ganho possível de garantia física, no caso e na prática, não existiria.

Apesar da questão da garantia física da UHE Porto Primavera estar bem esclarecida e estar bem instruído o Relatório de Fiscalização da ANEEL, é impressionante a pro atividade da SCG/ANEEL de encontrar uma justificativa para sugerir que a garantia física continue a ser considerada 1.017 MWmédios, quando o calculo correto, considerando a cota 257metros, deveria ser 927,5 MWmédios, com uma redução de 8,8%":

61. Diante do exposto, de forma a agregarmos informações à referida temática, a SFG resolveu realizar avaliação de desempenho operacional da UHE Porto Primavera dos últimos 5 anos.





-6-

62. Vejamos o gráfico detalhado adiante, para melhor ilustração da performance da usina de 1º de janeiro de 2012 até 31 de dezembro de 2016, onde podemos notar que o desempenho da usina pode ser considerado acima do esperado nos últimos 5 anos se levarmos em consideração as premissas contempladas nos modelos computacionais de planejamento eletroenergéticos.

63. A geração da usina no período mencionado foi de 1.057 MWmédios (linha em laranja do gráfico a seguir) e a produção esperada para o mesmo período era de 993 MWmédios (linha em verde do gráfico a seguir). Não podemos esquecer de mencionar que os últimos 5 anos foram de regime hidrológico extremamente desfavoráveis, ficando muito próximo de períodos de maior seca desde que as medições de vazão começaram a ser feitas.

Este critério de “avaliação de desempenho operacional”, por isonomia, se fosse válido para a UHE Porto Primavera, deveria também ser possível de se requisitado para outros agentes de geração. Observa-se uma preocupação acentuada da ANEEL em defesa dos agentes por ela fiscalizados e, sendo relevantes aspectos de interesse público, como por exemplo, os ganhos sistêmicos de se completar a implantação do projeto. A garantia física da UHE Porto Primavera sofreu várias revisões pelo Ministério de Minas e Energia e atualmente se encontra em 886,8 MWmédios. Nenhuma das mudanças feitas na garantia física teve efeito retroativo e a CESP acabou sendo beneficiada por isso. A ANEEL não esclareceu que a energia produzida pela UHE Porto Primavera, acima da garantia física é rateada no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, portanto, não poderia ser usada para compensar a diferença de garantia física atribuída a maior.

II – O que é “Aproveitamento Ótimo”

A Lei nº 9.074, de 07/07/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, define, com precisão, o que é “aproveitamento ótimo”:

Art. 5º, § 3º

§ 3º Considera-se “aproveitamento ótimo”, todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.





-7-

A definição dos níveis d'água operativos que no caso da UHE Porto Primavera, em sua concepção original, são na faixa de variação de 257 metros até 259 metros, necessariamente deveriam parte da definição do “aproveitamento ótimo”.

Esta mesma Lei estabelece um condicionante e impeditivo legal:
Art. 5º, § 2º

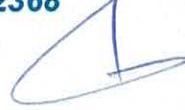
§ 2º Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, podendo ser atribuído ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo.

Assim, nenhum aproveitamento hidrelétrico, inclusive o da UHE Porto Primavera, poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” o que se refere, portanto, a concepção global estabelecendo os parâmetros citados no art. 5º, § 3º, dentre os quais, níveis d'água operativos, reservatório e potência.

O conceituado jurista Luiz Alberto Branchet, em seu livro, assim comenta o artigo 5º da Lei nº 9.074/95:

O “aproveitamento ótimo” é definido pela própria lei como sendo aquele correspondente a melhor eixo do barramento, ao arranjo físico geral tecnicamente mais adequado aos fins do empreendimento, a níveis d'água operativos, a reservatório e potência integrante de alternativa escolhida para divisão de quedas da bacia hidrográfica na qual se integra o potencial a ser explorado.

A regra relativa ao “potencial ótimo” resulta na conjugação de diversos princípios e interesses (de natureza pública). Jamais poderia, por exemplo, o poder público licitar a concessão para aproveitamento apenas parcial ou deficiente de potencial hidrelétrico se a demanda (a atual e projeção futura) exige aproveitamento maior, especialmente nos casos em que a construção da usina inviabiliza sua futura ampliação, pois interesse envolvido é público, envolve a exploração de bem público de propriedade da União (assim definido pelo art.20, Inciso VIII, da Constituição Federal), e por ser tal é indisponível. A preservação ambiental, igualmente de interesse público, é outro fator relevante para a identificação, no caso concreto, do aproveitamento ótimo. O porte e demais características do empreendimento podem ser condicionados pelos possíveis reflexos da obra sobre o meio ambiente, cuja defesa e preservação “para as presentes e futuras gerações”





-8-

(consoante prevê o art. 225 da Constituição Federal) é dever da coletividade e, especialmente, do Poder Público.

Concessão de Serviços Públicos, Comentários à Lei 8.987/95 e a Lei 9.074/95, Luiz Alberto Branchet, Curitiba, Juruá, 1999, pág. 207.

Observe-se que o principal no comando legal é que nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo". De forma secundária, destaca-se que a competência para se fazer a definição do "aproveitamento ótimo" é do Poder Concedente.

Registra-se que a Lei nº 9.427, de 26/12/1996, que instituiu a ANEEL e que disciplina o regime das concessões de serviços público de energia elétrica, em seu artigo 3º havia concedido esta competência para a ANEEL:

III - definir o aproveitamento ótimo de que tratam os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

Entretanto, tal competência foi revogada pela Lei nº 10.848, de 2004, o que implica que a competência deixou de ser da ANEEL e retornou ao Poder Concedente.

III – O “Aproveitamento Ótimo” de Porto Primavera

O ponto de discussão junto a ANEEL no que se refere ao novo Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera, se refere ao seu “aproveitamento ótimo” e que constou no inciso II da cláusula 4ª (Anexo 1):

CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Para possibilitar a exploração do potencial hidráulico referido na Cláusula Primeira, a Concessionária assume todas as responsabilidades e os encargos relacionados com a operação e a manutenção da UHE, devendo observar as normas técnicas e exigências legais aplicáveis.

Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE:

...





-9-

II. Elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da UHE, se assim determinado pelo Poder Concedente, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste Contrato;

A ANEEL está a descumprir determinação legal do Art. 5º, § 2º da Lei nº 9.074/95, ao permitir que a licitação do aproveitamento hidrelétrico da UHE Porto Primavera seja realizada, sem a definição do “aproveitamento ótimo”. Ainda para agravar a situação, ficou estabelecido que poderá ser definido pelo Concessionário, que teria assim delegação da ANEEL, embora a ANEEL não detenha competência para tal e, portanto, não poderia transferir a terceiros.

IV – A Audiência Pública nº 018/2018

A ANEEL ao estabelecer que se constitui em obrigação do Concessionário, elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, incorre numa série de desvios quanto a direção apropriada ao interesse público que deveria se dar os trabalhos.

O SEESP teve oportunidade de fazer várias considerações que foram enviadas para a ANEEL:

- Contribuição do SEESP na Audiência Pública nº 018/2018, de 23/04/2018. (Anexo 4).
- Ofício SEESP OF. PRE 162/2018, de 15/05/2018, encaminhado ao Diretor-Relator da ANEEL (Anexo 5).

O SEESP ainda fez publicar no dia 24/05/2018 o artigo no sítio especializado “Canal Energia”, sob o título “A expansão de Porto Primavera com ganhos sistêmicos” (Anexo 6).



Após tomar ciência do relatório de Análise das Contribuições à Audiência Pública nº 018/2018 (Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23 de maio de 2018 – Anexo 7), o SEEESP enviou um novo ofício ao Diretor-Relator, com cópia para os demais Diretores (Ofício SEEESP OF. PRE 163/2018, de 28/05/2018 – Anexo 8).

Não nos restou qualquer dúvida que a atribuição que se pretende dar ao Concessionário de elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, estará se utilizando de duas abordagens:

- Viabilidade técnica e econômica, ou seja, a obra de ampliação somente será feita se der receita adicional adequada ao Concessionário.
- O “aproveitamento ótimo” se refere a um enfoque local, sem considerar os benefícios para o SIN – Sistema Interligado Nacional.

Os motivos alegados pela ANEEL para não atendimento ao Acórdão do TCU de nº 1253/2016, de 18/05/2016, onde se expediu determinação à Agência Reguladora para que a CESP fosse a busca de licença ambiental necessária ao atingimento da cota 259m, de forma que passasse a cumprir o objeto de seu Contrato de Concessão, tais como mudanças do Setor Elétrico que não mais remuneram adequadamente reservatório e motorização, não poderiam ser aplicáveis para a presente situação, onde se pode explicitamente impor condicionantes ao novo Concessionário no Edital de Privatização.

Na presente situação, a identificação do “aproveitamento ótimo” da UHE deveria ser efetuado pelo Poder Concedente sob o ponto de vista sistêmico, com manifestação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, realizado antes da licitação, não apenas para cumprir uma exigência legal mas também para permitir que os proponentes interessados, ao avaliarem os investimentos para executar obras para completar o projeto, porventura chegarem a conclusão que não são economicamente recuperáveis, deverão considerar como uma redução do lance do preço a ser proposto no leilão para a privatização. Os benefícios para a sociedade da otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados são perenes enquanto que os gastos do Concessionário ocorrem uma única vez. Não se estará se “criando” uma despesa nova já que o projeto da UHE foi assim concebido e implantado. Só existe um encadeamento lógico quando se visa o interesse público que é bem diferente do adotado pela ANEEL, que visa apenas preservar os interesses do futuro Concessionário.



-11-

É patente que o acréscimo que o Concessionário receberá pelo aumento de garantia física (mais energia que poderá ser comercializada através de contratos de longo prazo), em decorrência do enchimento do reservatório não traduz devidamente no benefício que traz ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Por sua vez, o aumento de 4 unidades geradoras, sem enchimento do reservatório, não traz qualquer acréscimo na garantia física da UHE Porto Primavera, portanto, sem qualquer benefício ao Concessionário, enquanto que traz uma expressiva redução de custo na operação do SIN, por minimizar despacho de termelétricas.

Assim, resta claro que é equivocada a posição da área técnica da ANEEL de deixar a cargo do Concessionário executar ou não as obras de expansão da UHE Porto Primavera, com base em estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do “aproveitamento ótimo” da UHE, sob o ponto de vista local apenas.

Esta certamente não é a solução mais vantajosa para o interesse público pois os benefícios do aproveitamento hidrelétrico se darão de forma sistêmica, considerando ainda inúmeros fatores, como regularização de vazão do Rio Paraná, evitar enchentes a jusante, minimizar despacho de termelétrica e até ganhos de geração de energia elétrica na UHE de Itaipu.

Observe que a área técnica da ANEEL, autoritariamente e arbitrariamente, não se dispôs a solicitar a manifestação do ONS, conforme foi nosso pedido feito pelo Ofício nº 162/2018, de 15 de maio de 2018 (Anexo 5), isto somente deixa claro que a ANEEL não tem vontade de atender ao Acórdão do TCU citado e que pretenda prevalecer o interesse do Concessionário sobrepondo o interesse público.

Dentre as atribuições do ONS estabelecidas em Lei (artigo 13 da Lei nº 9.648/1998 atualizada) consta:

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;*

A otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados se constitui em obrigação legal do ONS que toma a todo tempo decisões quanto aos despachos feitos de forma centralizada das Centrais Geradoras.



-12-

Investimentos adicionais de muito pequena monta permitem ampliar a capacidade instalada de usinas hidroelétricas existentes, em um momento em que são notórias as evidências de que o Sistema Interligado Nacional carece de ampliação de capacidade instalada, notadamente em horário de ponta, como é o caso de Porto Primavera. O modelo setorial injustamente rateia os ganhos da instalação da capacidade adicional e do reservatório através de regras no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).

É patente a ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidrelétricas, devido à “repartição” dos resultados desses investimentos no âmbito MRE, ou seja, o acréscimo da energia produzida não fica com quem a produziu.

V – Preservação das áreas desapropriadas para o Reservatório

O SEESP, em sua contribuição na Audiência Pública nº 018/2018, propôs a inclusão da seguinte cláusula:

II. Manter permanente vigilância, prevenindo e combatendo energicamente, por todos os meios que se fizerem necessários, ocupações irregulares de invasores em áreas dos reservatórios e respectivas áreas de ocupação, considerando a cota máxima de enchimento de 259m.

Através da Analise das Contribuições, feita através da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 3 de maio de 2018 (Anexo 7), fica-se sabendo não foi acatada a sugestão do SEESP com base nos argumentos abaixo:

18. Por fim, o Seesp propôs a inclusão de subcláusula que obriga a concessionária a manter vigilância permanente das áreas desapropriadas até a cota 259m. Tal obrigação explícita não é necessária uma vez ser obrigação da concessionária zelar pela integridade dos bens vinculados à concessão, devendo sua alienação ou cessão serem anuídas pela ANEEL. Tendo em vista que tais áreas foram desapropriadas para formação do reservatório da usina, elas estão vinculadas ao empreendimento devendo ser mantidas íntegras.

A imensidão da área do reservatório de quase 63 mil hectares, conforme descrito na Resolução nº 30, de 24/02/1999 (Anexo 9), cuja desapropriação foi toda feita na cota 259m, acrescido de mais 50 metros na horizontal, deveriam sensibilizar a ANEEL a constar uma cláusula específica como sugerida e talvez até com mais rigor, imputando penalidades.



Basta um descuido de falta de vigilância de um mês de invasões sem tomarem as providências imediatas para que a situação possa caminhar para ficar com grande dificuldade para reverter e conseguir a remoção de invasores.

Como é necessária a vigilância permanente de grandes áreas de terra e que certamente envolverá custos para o novo Concessionário, como hoje já vem sendo bem executada pela CESP, recomenda-se a inclusão de cláusula específica que reforce esta obrigação do Concessionário.

É preciso deixar claro que a CESP, ainda que tenha optado em não executar a instalação adicional das 4 unidades geradoras e não efetuar o enchimento do reservatório, sempre cuidou que tais obras não fossem inviabilizadas para o futuro, o que não se pode levar a concluir que seja também esse o posicionamento voluntário do novo Concessionário, requerendo a atuação não omissa da Agência Reguladora. Estranhamos que a ANEEL não tenha a sensibilidade para reconhecer como válidas as preocupações do SEEESP, face as características peculiares e excepcionais do empreendimento. É mais uma demonstração que a ANEEL, no caso, somente vem "escutando" os Agentes e não a sociedade civil.

VI – A importância dos Grandes Reservatórios

O reservatório máximo da UHE Porto Primavera, no que se refere a cota acima de 257m corresponde a um volume máximo de 4,3 bilhões de metros cúbicos, cuja área de terreno foi desapropriada para isso (Anexo 9).

Com o modelo setorial brasileiro que não remunera adequadamente a construção de grandes reservatórios e a consequência disso foi que cada vez menos se implantaram reservatórios junto aos aproveitamentos hidrelétricos e a proporção foi mudando de forma que atualmente o volume de água armazenada em reservatórios é suficiente apenas a menos de 4 meses de geração.

A necessidade de ser adotada uma nova política para a retomada da construção de grandes reservatórios junto as usinas hidrelétricas foi o grande destaque de dois eventos de expressão realizados recentemente:

- 8º Fórum Mundial das Águas, realizado em Brasília, entre 18 e 24/03/2018, com especialistas de todo o mundo;
- Evento do Comitê Brasileiro de Barragens, realizado em São Paulo, entre 21 e 23/05/2018.



O Canal Energia divulgou duas matérias sobre os eventos (Anexo 10) onde se destaca o uso múltiplo das águas e os benefícios sócio-ambientais.

Do artigo *"Hora de retomar os grandes reservatórios de acumulação de água"*, de 14/05/2018, de autoria de Marcelo Moraes, que é o presidente do Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico, destacamos:

Sendo assim, a retomada da política de reserva de água é perfeitamente possível e urgente para evitar a ampliação da situação de escassez hídrica declarada nas bacias hidrográficas brasileiras. São os reservatórios que podem garantir a segurança nos eventos climáticos de escassez, garantir a navegação, o turismo, a produção de energia, a água para indústria e irrigação, produção de alimentos e, principalmente, o abastecimento humano e de animais.

Ao defendermos a retomada na construção de robustos reservatórios de acúmulo de água, como um instrumento para a garantia da segurança hídrica, estamos defendendo os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, preconizados pela Organização das Nações Unidas, e atendendo importantes demandas sociais, econômicas e ambientais.

Do artigo *"CBDB lança manifesto em defesa dos empreendimentos hidráulicos"*, de 29/05/2018, destacamos:

O manifesto conclama a sociedade civil e agente do setor para análise da situação e planejamento de soluções baseadas em fatores técnicos frente ao risco hídrico existente. Ao final, é solicitado expressamente que o governo tome ações pertinentes com vistas à viabilização dos empreendimentos hidráulicos com reservatórios de acumulação no Brasil, bem como a manutenção adequada e desenvolvimento do parque hidráulico existente.

Como resultado do Fórum Mundial das Águas foi publicada a *"Carta do evento – Reservatórios, uma questão de segurança hídrica"* contendo uma proposta de retomada da construção de reservatórios de água com significativa capacidade de acumulação, destinados ao uso múltiplo. Esses reservatórios têm papel fundamental para assegurar o abastecimento para consumo humano, produção agropecuária, indústria e geração de energia elétrica, beneficiando o meio ambiente. Como resultado do evento do Comitê Brasileiro de Barragens foi publicada uma Carta, com manifesto em defesa dos empreendimentos hidráulicos, conclamando a sociedade civil e agentes a reconhecer importância de mudanças na política setorial de geração de energia no país, solicitando atuação governamental para viabilização de empreendimentos hídricos.

Rua Genebra, 25 – CEP: 01316-901 – São Paulo – SP
Telefone: (11) 3113-2600 – Fax: (11) 3242-2368
www.seesp.org.br – seesp@seesp.org.br



Diante do consenso alcançado nos dois eventos pelos participantes quanto a importância dos reservatórios, como uma questão de segurança hídrica para o País, observados os inúmeros usos que a água tem, certamente seria considerado por estes participantes como uma heresia que mesmo tendo sido feita em Porto Primavera uma barragem com 11 km de extensão e desapropriado extensas áreas de terras para o reservatório, venha-se depois, cogitar de deixar de executar o pouco que resta para completar o projeto. Tal aproveitamento se encontra fisicamente implantado, entretanto, em razão de uma visão tacanha da Agência Reguladora do Setor Elétrico, está-se priorizando o interesse do Concessionário em detrimento de interesse público.

VII – Omissão quanto a garantir a execução da obra no futuro

Por todos os documentos que fizeram parte da Audiência Pública nº 018/2018, inclusive à Nota Técnica inicial e o Relatório de Análise de Contribuições, não existe clareza do que irá acontecer se os estudos de viabilidade técnico-econômica e para a indicação do aproveitamento ótimo não concluírem para a viabilidade da obra momentaneamente e ao final do 2º ano da concessão.

Esta é uma falha gravíssima do Contrato de Concessão que apenas estabeleceu ser de obrigação do Concessionário elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura. Ora, é evidente que é a atual política setorial, implementada por regras aprovadas pela ANEEL e regulamentos da CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica, sabidamente não remunera adequadamente o Agente Gerador que contribui com a maior motorização e com a regularização dos cursos dos rios através de reservatórios. É evidente que bastaria mudar esta política setorial para tudo mudasse e os saldos das contas se tornassem muito melhores para os Geradores que mais contribuem para o SIN. O Contrato de Concessão aprovado pela ANEEL está a dar a entender que ao final dos primeiros 2 anos dos 30 anos de concessão, se as obras faltantes para se completar o empreendimento como concebido não se mostrarem viáveis economicamente, poderá se desistir definitivamente dele. A própria ANEEL no Relatório de Análise de Contribuições (Anexo 7), considerou a possibilidade que as áreas desapropriadas, sendo bens vinculados à concessão, sua alienação ou cessão poderão ser anuídas pela ANEEL. Não é difícil de se imaginar que, forçando para que o empreendimento se mostre inviável, ficará muito fácil depois convencer a ANEEL para que as áreas de terra excedentes a cota 257m possam vir a ser alienadas.





O Ministério de Minas e Energia – MME, em Comunicado (publicado em 14/08/2017), sob o título “MME aprova diretrizes complementares para realização dos Leilões de Energia Nova de 2017”(Anexo 11), constou:

“.... encontra-se em estudo a realização de um leilão também em 2018 para atendimento à carga máxima do sistema (“ponta”), necessidade esta identificada nos estudos de planejamento realizados pelo MME. A depender da forma de contratação, este leilão será realizado após ajustes na legislação ...”

Este é apenas um exemplo, que uma iniciativa qualquer governamental para correção ao menos parcial da injustiça praticada, muda toda a conta de viabilidade econômica financeira e que é precipitado e irresponsável se decidir pela inexecução e inviabilização da obra, por parâmetros do Concessionário, que apenas podem refletir a realidade momentânea e que está cada vez mais sendo contestada.

O artigo publicado na Revista USP, nº 104, janeiro/março 2015, sob o título “Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no Sistema Interligado Brasileiro” os autores Dorel Soares Ramos, Marciano Morozowski Filho, Marcus Theodor Schilling e José Antonio de Oliveira Rosa (anexo do Anexo 4) é bastante esclarecedor sobre o tema e faz menção a UHE Porto Primavera. Destaca-se abaixo, o que foi citado sobre a “socialização” dos resultados no âmbito do MRE – Mercado de Realocação de Energia:

... Em avaliações da capacidade de suprimento do SIN para os períodos de demanda máxima, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS constatou problemas no suprimento de ponta nos subsistemas Sul e Sudeste desde 2010. Esses problemas, superados pelo aumento do despacho termelétrico, estão sendo particularmente intensificados desde 2014, como resultado da combinação de dois fatores:

- entrada de termelétricas licitadas no leilão de energia nova (LEN A-5) de 2008, que contribuirão proporcionalmente menos para a capacidade de atendimento da demanda de potência;
- ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidrelétricas, devido à “socialização” dos resultados desses investimentos no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).





A energia em horário de ponta se torna cada vez mais necessária, e aumentando esta produção se evita o despacho de Termelétricas com custo do MWh elevado e a economia gerada até agora não é repassada nem numa pequena parcela dos gastos evitados para o produtor desta energia.

Como foi citado, pela leitura de tudo que foi escrito, inclusive o que foi respondido, é de concluir que os tecnocratas da ANEEL pensam em aceitar passivamente, com base em estudo de um investidor privado para decisão a ser tomada considerando as equações financeiras atuais que não são favoráveis e nem justas ao dono da usina, ainda que as vantagens sejam imensas para o Sistema Interligado Nacional. Muito pior do que isso é a transigência da Agência Reguladora admitindo a possibilidade de aniquilar definitivamente um melhor aproveitamento hidrelétrico no futuro, que serviria inclusive para futuras gerações. Por anteverem que o ONS não teria argumentos favoráveis que iriam corroborar com sua fundamentação, autoritariamente, fazem questão de ignorar opiniões contrárias.

VIII – Conclusões Preliminares e Encaminhamentos

Existe uma manifestação da Superintendência de Fiscalização de Serviços de Geração SFG/ANEEL para que não seja imposta a CESP a obrigação de enchimento do reservatório e a instalação de 4 unidades geradoras adicionais por que não ser trataria de investimento prudente, em vista que o modelo setorial não remunerar adequadamente o ganho energético, entretanto, é inquestionável que tal obrigação se encontra no atual Contrato de Concessão, o que necessariamente implica que eventual supressão de obrigação seja de competência exclusiva do Poder Concedente, representado pelo Ministério de Minas e de Energia, da mesma forma que uma nova definição do aproveitamento ótimo, segundo preceitos legais.

Este tipo de preocupação quanto a investimento prudente não é cabível para uma nova concessão, onde o proponente já faz seu orçamento com os valores para cumprir as exigências constantes no Edital de Licitação e considera em sua oferta de preços, abatendo os valores que tiver de dispende e que porventura não sejam recuperáveis pelas regras atuais.

Assim, resta claro, que a licitação para o aproveitamento hidrelétrico da UHE Porto Primavera fica condicionada a uma definição prévia do “aproveitamento ótimo”, ou alternativamente, se for mantida a obrigação de enchimento do reservatório e a instalação das 4 novas unidades geradoras, conforme o aproveitamento hidrelétrico foi concebido, neste caso não haverá necessidade de



-18-

estudo para definição do “aproveitamento ótimo”, bastando tão somente a programação dos serviços correspondentes no Contrato de Concessão.

VIII – Aspectos de Conveniência e Oportunidade

Em vista sua estreita e contínua relação com os Agentes do Setor Elétrico, técnicos e dirigentes da ANEEL vem cada vez mais tomando medidas e decisões sob o ângulo de vista destes e cada vez mais se afastando do interesse público. A ANEEL vem se tornando uma “guardiã” dos interesses dos Agentes Setoriais. O TCU pode contribuir para reverter este quadro que pode estar se agravando a cada ano.

O TCU muitas vezes desenvolve controle concomitante, pois o Tribunal tem oportunidade de exarar determinações simultâneas ao desenrolar do processo licitatório de outorga, visando aprimorar o processo que está se desenvolvendo, atuando de forma preventiva, o que torna sua ação mais eficaz. Em casos excepcionais, podem ser adotadas medidas urgentes e imprescindíveis visando evitar a consumação de atos ilegais ou contrários ao interesse público.

Os autores Benjamin Zymer e Guilherme Henrique de La Rocque Almeida, no livro “O Controle Externo das Concessões de Serviços Públicos e das Parcerias Público-Privadas”, assim conceituaram as competências do TCU (Pág. 170):

Tendo em vista que as agências reguladoras são autarquias especiais, elas se encontram no âmbito de jurisdição do TCU, por força no disposto no artigo 71 de nossa Lei Maior. Aduz que seus principais administradores têm o dever político de prestar contas ao Tribunal dos recursos geridos em determinado exercício.

Ainda com fulcro nas disposições constitucionais, a Corte de Contas pode realizar por iniciativa própria ou em decorrência de solicitação do Congresso Nacional, auditoria nestas entidades visando verificar a regularidade dos atos praticados nas áreas contábil, financeira, patrimonial e orçamentária. Casos estas auditorias detectem a existência de irregularidades graves, que demandem a adoção de providências imediatas por parte do TCU, o Ministro Relator ou o Plenário podem adotar medida cautelar, com vistas a evitar a ocorrência de dano ao erário ou aos usuários dos serviços.





-19-

Ainda no exercício das competências relacionadas anteriormente neste livro, o TCU deve conhecer das denúncias apresentadas por qualquer cidadão, partido político, associação ou sindicato sobre possíveis irregularidades ou ilegalidades ocorridas na atuação das agências ...

X – Do Pedido

O Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo – SEESP vem a requerer a atuação cautelar do Tribunal de Contas da União para que determine a ANEEL que seja suspensa a validade da minuta de Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera pois não pode prosperar um ato administrativo eivado de ilegalidade e contrário ao interesse público.

Diante do exposto, o Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo – SEESP requer a atuação cautelar do Tribunal de Contas da União que determine a ANEEL que:

- Com base no inciso VIII do artigo 71 da Constituição Federal, o TCU defina prazo para que a ANEEL adote as medidas necessárias ao exato cumprimento do § 2º do art. 5º da Lei nº 9.074/95.
- Suste os efeitos do Despacho ANEEL nº 1208, de 30 de maio de 2018, que aprovou a minuta do Contrato de Concessão (Anexo 1) que tem por objetivo regular, nos termos do Decreto nº 9.271 de 25 de janeiro de 2018, a nova outorga referente à UHE Porto Primavera e que deverá integrar eventual edital a ser lançado pelo Governo do Estado de São Paulo para alienação do controle acionário da CESP – Companhia Energética de São Paulo.
- Suspenda o prosseguimento da licitação pelo Governo do Estado de São Paulo para alienação do controle acionário da Companhia Energética de São Paulo – CESP, com nova outorga quanto ao aproveitamento hidrelétrico da UHE Porto Primavera, até que seja reformulada e aprovada a nova minuta do seu Contrato de Concessão.
- Quanto a possível continuidade das obras e medidas para o enchimento do reservatório da UHE Porto Primavera seja objeto de ampla discussão dos diversos segmentos da sociedade, envolvendo ainda o uso múltiplo das águas e as questões ambientais.





-20-

O Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo – SEESP requer ainda que o Tribunal de Contas da União que recomende a ANEEL que:

- Solicite ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que se manifeste sobre os ganhos sistêmicos com a instalação de mais 4 unidades geradoras e enchimento de água no reservatório para a cota variável de 257m até 259m.
-
- Inclua no Contrato de Concessão da UHE Porto Primavera a obrigação do Concessionário de manter permanente vigilância, prevenindo e combatendo energicamente, por todos os meios que se fizerem necessários, ocupações irregulares de invasores em áreas dos reservatórios e respectivas áreas de ocupação, considerando a cota máxima de enchimento de 259m.

Se a ANEEL não atender a Recomendação do TCU no que se refere ao pedido de manifestação do ONS, o próprio TCU poderá fazer a consulta.

Certamente o TCU irá avaliar o atendimento de suas determinações constantes em Acórdãos.

Nos colocamos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,


Eng. Murilo Pinheiro
Presidente



ANEXOS

Anexo 1 – ANEEL – Despacho nº 1208/2018 – Minuta do Contrato de Concessão – UHE Porto Primavera.

Anexo 2 – SCG/NEEL – Relatório de Análise da Fiscalização para Tomada de Decisão – 07/03/2017.

Anexo 3 – IBAMA – Ofício de Requisição 01-976/2011 – 05/12/2011.

Anexo 4 – Contribuição do SEESP na Audiência Pública nº 018/2018, – 23/04/2018.

Anexo 5 – Ofício SEESP OF. PRE 162/2018, de 15/05/2018, endereçado ao Diretor-Relator da ANEEL.

Anexo 6 – Canal Energia – “A expansão de Porto Primavera com ganhos sistêmicos” – 24/05/2018.

Anexo 7 – SCG/ANEEL – Análise das Contribuições – Nota Técnica nº 236/2018- SCG/ANEEL – 23 de maio de 2018.

Anexo 8 – Ofício SEESP OF. PRE 163/2018, de 28/05/2018, endereçado ao Diretor-Relator, com cópia aos demais Diretores da ANEEL.

Anexo 9 – ANEEL – Resolução nº 30, de 24/02/1999 – Declara de utilidade pública área necessária à implantação da 2ª etapa da UHE Porto Primavera.

Anexo 10 – Canal Energia – Artigos sobre a importância dos grandes reservatórios.

Anexo 11 – Comunicado - “MME aprova diretrizes complementares para realização dos Leilões de Energia Nova” – 14/08/2017



ANEXO 1

**ANEEL – Despacho nº 1208/2018 – Minuta do Contrato de
Concessão – UHE Porto Primavera**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

DESPACHO N° 1.208 , DE 30 DE MAIO DE 2018.

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.005033/2000-41, decide aprovar a minuta de contrato de concessão que regulará – nos termos do Decreto no 9.271, de 25 de janeiro de 2018, - a nova outorga referente à UHE Porto Primavera e que deverá integrar eventual edital a ser lançado pelo Governo do Estado de São Paulo para alienação do controle acionária da Companhia Energética de São Paulo – CESP.

ROMEU DONIZETE RUFINO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 06.06.2018, seção 1, p. 64, v. 155, n. 107.

(Fl. 17 da Nota Técnica nº X/2018-SCG/ANEEL, de xx/5/2018)

Anexo II – Minuta de contrato de concessão que regulará a UHE Porto Primavera

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº/..... - ANEEL – UHE Porto Primavera (Engenheiro Sérgio Motta)

DE USO DE BEM PÚBLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A A EMPRESA
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

A UNIÃO, doravante designada apenas por **Poder Concedente**, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea “b”, da Constituição Federal, por intermédio da **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, doravante designada **ANEEL**, autarquia sob regime especial, com sede no SGAN, Quadra 603, Módulos I e J, Brasília, Distrito Federal, inscrita no CNPJ/MF sob nº 02.270.669/0001-29, representada por seu Diretor-Geral, ROMEU DONIZETE RUFINO, nomeado pelo Decreto Presidencial de 12 de agosto de 2014, publicado no Diário Oficial da União em 13 de agosto de 2014, cadastrado no CPF nº 143.921.601-06, com base na competência delegada por meio do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, alterado pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, e **Companhia Energética de São Paulo**, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 60.933.603/0001-78, com sede na Avenida Nossa Senhora do Sabará, nº 5.312, Município de São Paulo, Estado de São Paulo, **Concessionária de Produção Independente de energia elétrica**, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu **Diretor <nome do diretor>**, cadastrado no CPF nº <nº CPF>, e seu **Diretor <nome do diretor>**, cadastrado no CPF nº <nº CPF>, doravante designada por **Concessionária**, com interveniência da **<nome da empresa>**, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, com sede na <endereço>, <município>, estado <estado>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu **Diretor <nome do diretor>**, cadastrado no CPF nº <nº CPF>, e seu **Diretor <nome do diretor>**, cadastrado no CPF nº <nº CPF>, na qualidade de **Acionista Controlador** da **Concessionária**, por este instrumento e na melhor forma de direito, têm entre si ajustado o presente **CONTRATO DE CONCESSÃO DE USO DE BEM PÚBLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, doravante designado **Contrato**, que se regerá pela legislação em vigor e superveniente, pelas normas e regulamentos expedidos pelo **Poder Concedente** e pela Agência Nacional de Energia Elétrica – **ANEEL**, assim como pelas condições estabelecidas nas cláusulas a seguir:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO

Regular a exploração, pela **Concessionária**, do potencial de energia hidráulica, localizado no rio Paraná, município de Rosana, estado de São Paulo, por meio da **Usina Hidrelétrica Porto Primavera (Engenheiro Sérgio Motta)** com Potência Instalada de 1.540.000,00 kW, cadastrada sob Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) UHE.PH.SP.002127-0-01, bem como das respectivas **Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica**, descritas na Subcláusula Segunda desta Cláusula, doravante denominada neste Contrato como **UHE**, cuja concessão foi outorgada por meio de privatização da Companhia Energética de São Paulo, nos termos dos arts. 26, 27, 28 e 30 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Subcláusula Primeira – A UHE Porto Primavera possui as características técnicas discriminadas a seguir:

a. Níveis d'Água do reservatório:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 18 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

N.A. máximo maximorum de projeto: 259,7 m

N.A. máximo normal operativo: 257,0 m

N.A. máximo normal de projeto: 259,0 m

N.A. mínimo normal: 257,0 m

O nível d'água máximo normal operativo do reservatório da **UHE Porto Primavera** está limitado à cota estabelecida na Licença Ambiental de Operação (257,0 m). A operação do reservatório na cota 259,0 m dependerá da obtenção prévia do licenciamento ambiental pertinente.

b. Potência Instalada: 1.540.000 kW

c. Número de unidades geradoras: 14

d. Localização da casa de força: Rosana/SP

22°28'53,807707" S - 52°57'22,9367" (eixo UG1) – 22°28'37,234367"S – 52°57'27,600585" (eixo UG18)

e. Localização do barramento:

Margem esquerda – Rosana/SP (E 298913, N 7511952)

Margem direita – Anaurilândia/MS (E 295784, N 7523251)

Subcláusula Segunda - As Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica são consideradas parte integrante da concessão de geração de energia elétrica de que trata este **Contrato**, e compreendem as seguintes instalações:

Subestação elevadora UHE Porto Primavera, blindada e isolada a gás SF6, constituída por:

- 12 (doze) transformadores 13,8/440kV- 112MVA e 2 (dois) transformadores 13,8/440kV-122MVA;
- 14 (quatorze) bays de conexão de transformador 440kV, isolados a gás SF6;
- 2 (dois) barramentos 440 kV blindados e isolados a gás SF6;
- 4 (quatro) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, sendo 2 (dois) para a SE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista e 2 (dois) para a SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A.;
- 2 (dois) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, existentes, para uso de linhas de transmissão futuras.

Parágrafo único – O ponto de conexão da **UHE** está localizado nas buchas de saída da Subestação elevadora UHE Porto Primavera, de onde partem as linhas de transmissão integrantes da rede básica, para a SE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, e para a SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A..

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 19 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Terceira - A Concessionária renuncia a quaisquer direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 3 de fevereiro de 1995, em conformidade com o art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, referente à concessão da **UHE**.

CLÁUSULA SEGUNDA - VIGÊNCIA DA CONCESSÃO

A concessão de que trata este **Contrato** fica outorgada pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado a partir da data de sua assinatura.

Subcláusula Única – Este Contrato não possui previsão de prorrogação.

CLÁUSULA TERCEIRA - EXECUÇÃO

Na exploração da **UHE**, a **Concessionária** terá liberdade na direção de seus negócios, incluindo as medidas necessárias para as contratações de investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do **Poder Concedente** e da **ANEEL**.

Subcláusula Primeira – A exploração do empreendimento se dará por meio do regime de **Produção Independente de Energia Elétrica**, por meio do qual a energia produzida pela **UHE** será comercializada ou utilizada pela **Concessionária**, até o limite da respectiva garantia física da **UHE**, nas condições estabelecidas neste **Contrato**, a preços negociados livremente pela **Concessionária** com os compradores, nos termos dos arts. 12, 14 e 15 da Lei nº 9.074, de 1995, e da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos seus regulamentos e nas normas legais específicas.

Subcláusula Segunda – A **UHE** deverá ser operada de acordo com critérios de segurança e segundo as normas técnicas específicas, nos termos da legislação vigente, submetendo-se às condições de operação de reservatório definidas pela Agência Nacional de Águas – **ANA** em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – **ONS** e instruções de despacho deste, conforme a modalidade de operação, e observando os Procedimentos de Rede aprovados pela **ANEEL**.

Subcláusula Terceira – A **UHE** será operada na modalidade integrada, submetendo-se às instruções de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico – **ONS** e observando as regras de acesso ao Sistema Interligado Nacional – **SIN** aprovadas pela **ANEEL**.

Subcláusula Quarta – A **UHE** deverá participar do Mecanismo de Realocação de Energia – **MRE**, junto à **CCEE**.

Subcláusula Quinta – A garantia física de energia da **UHE** será definida por meio de Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME). <ato de homologação da garantia física do empreendimento>, <data de emissão do ato>.

- I. O valor de garantia física de energia da **UHE** foi definido considerando os elementos definidores do potencial hidráulico que caracterizam o empreendimento, conforme Subcláusula Primeira da Cláusula Primeira;
- II. A garantia física de energia da **UHE** será revisada e alterada na forma da legislação vigente.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 20 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Sexta – As ampliações e as modificações da UHE deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do Poder Concedente e da ANEEL e serão incorporadas à respectiva concessão, desde que autorizadas pela ANEEL, após avaliação, regulando-se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais pertinentes.

I. Para proceder a qualquer ampliação ou modificação da UHE, os estudos deverão seguir as normas técnicas aplicáveis e ser submetidos à ANEEL para avaliação e posterior autorização, previamente à construção.

II. Após a aprovação, caso haja alteração de alguma disposição prevista neste Contrato, a Concessionária deverá assinar Termo Aditivo, com vistas a consolidar as ampliações e as modificações porventura ocorridas.

III. Caso a ampliação da **UHE** implique alteração nas condições estabelecidas na respectiva outorga de direito de uso de recursos hídricos, a **Concessionária** deverá, previamente à ampliação, obter junto à **ANA** a correspondente alteração da outorga de direito de uso de recursos hídricos bem como obter os licenciamentos pertinentes junto ao órgão ambiental licenciador.

CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Para possibilitar a exploração do potencial hidráulico referido na Cláusula Primeira, a **Concessionária** assume todas as responsabilidades e os encargos relacionados com a operação e a manutenção da **UHE**, devendo observar as normas técnicas e exigências legais aplicáveis.

Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da **Concessionária** na exploração da **UHE**:

I. Cumprir todas as exigências do presente **Contrato**, do Edital de Privatização <remissão ao edital de privatização> que deu origem à outorga de concessão por ele regulada, da legislação atual e superveniente que disciplinem a exploração de potenciais hidráulicos, respondendo perante o **Poder Concedente** e a **ANEEL**, usuários e terceiros, pelos eventuais prejuízos decorrentes da exploração da UHE;

II. Elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da **UHE**, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da **ANEEL** no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste **Contrato**, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da **UHE**, se assim determinado pelo **Poder Concedente**, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste **Contrato**;

III. Comunicar, imediatamente, a descoberta de materiais ou objetos estranhos à obra de ampliação ou à exploração da UHE, de interesse geológico ou arqueológico, por serem de propriedade da União;

IV. Manter pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e treinado, em quantidade compatível com o desempenho da atividade/serviço, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a eficiência e a segurança na exploração do empreendimento;

V. Manter atualizado o registro e o inventário de bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade, providenciando para que estejam sempre adequadamente cobertos por apólices de seguro, sendo vedado à Concessionária aliená-los ou cedê-los, a qualquer título, sem prévia e expressa autorização da **ANEEL**;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 21 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

VI. Respeitar e atender a legislação ambiental e de recursos hídricos, adotando todas as providências necessárias junto aos órgãos ambientais e de recursos hídricos para obtenção dos licenciamentos e autorizações necessárias, por sua conta e risco, cumprindo todas as suas exigências, observando os prazos legais para a análise dos projetos por parte dos órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos, e comprometendo-se com a qualidade das informações porventura solicitadas pelo órgão ambiental e de gestão de recursos hídricos competentes, que deverão ser prestadas pela **Concessionária** com a devida pontualidade, respondendo pelas consequências cabíveis decorrentes de eventual descumprimento;

VII. Manter, durante toda a execução do contrato, em compatibilidade com as obrigações assumidas, todas as condições de habilitação e qualificação exigidas na licitação que deu origem à outorga regulada por este **Contrato**;

VIII. Enviar relatórios à **ANEEL** de informações técnicas, situação física das instalações e manutenções, sempre que solicitado ou quando assim disposto em regulamento específico;

IX. Disponibilizar, em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet), para consulta por qualquer interessado, dados e informações referentes aos programas ambientais decorrentes de exigências das licenças ambientais em todas as suas etapas; e

X. Manter o cadastro socioeconômico da população atingida pela UHE disponível para consulta por qualquer interessado em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet), observado o disposto no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010, e na regulamentação estabelecida por meio da Portaria Interministerial nº 340, de 1º de junho de 2012, ou legislação superveniente.

Subcláusula Segunda – A Concessionária deverá aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – **CCEE** e associar-se ao **ONS**, nas condições previstas na Convenção de Comercialização de Energia da **CCEE** e no Estatuto do **ONS**, submetendo-se às regras e aos procedimentos dessas instituições, cumprindo, inclusive, mas não se limitando a elas, as obrigações a seguir:

I. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante da **UHE**, observando as regras operativas do **ONS**;

II. Manter sistema de aquisição de dados e de medição para fins de comercialização de energia e da supervisão operacional do sistema, bem como adequar os meios necessários para disponibilizar essas informações;

III. Subsidiar ou participar do planejamento do setor elétrico, de acordo com o art. 174 da Constituição Federal, na forma e condições estabelecidas em regulamento; e

IV. Celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e/ou de distribuição, efetuando os pagamentos dos respectivos encargos, nos termos da legislação específica;

Subcláusula Terceira - A Concessionária deverá adotar no que diz respeito à cessão de direito de uso de áreas marginais e de ilhas do reservatório a ser formado pela **UHE** os seguintes procedimentos:

I. Realizar vistoria permanente e manter diagnóstico anualmente atualizado da situação das áreas marginais ao reservatório e ilhas com identificação e cadastramento das ocupações, à disposição da **ANEEL** e

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 22 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

de qualquer interessado, sendo obrigatória a divulgação em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet);

II. Elaborar, em articulação com as comunidades envolvidas e outros órgãos gestores Plano Diretor para o reservatório, objetivando o disciplinamento, a preservação e a implementação de plano de usos múltiplos, em especial os de interesse público e social, tais como Planos de Bacia Hidrográfica, Planos Regionais de Desenvolvimento, Planos Diretores e/ou Planos de uso e ocupação dos solos municipais;

III. Celebrar, por sua conta e risco, contratos de cessão de direito de uso de áreas marginais ao reservatório, cujas vigências deverão respeitar o prazo de vigência da concessão de que trata a Cláusula Segunda deste contrato;

IV. Garantir, no caso de outorga para captação de água e lançamento de efluentes, à **Concessionária** o livre acesso e o uso de área necessária marginal ao reservatório, sem prejuízo das responsabilidades descritas nas alíneas (i), (ii), e (iii) do inciso V e no inciso VII desta Subcláusula;

V. Estabelecer claramente, nos contratos de cessão de direito de uso de áreas marginais aos reservatórios, as condições de operação e segurança da **UHE** e as restrições e as responsabilidades a serem observadas pelos usuários, especialmente no que tange:

i) A obrigação de observância e cumprimento da legislação pertinente, referentes à proteção do meio ambiente, aos usos dos recursos hídricos, aos direitos de mineração e ao Código Florestal;

ii) As restrições relativas à instalação de edificações permanentes ou temporárias, utilização do solo, lançamento de efluentes não tratados, aterros sanitários ou entulhos de qualquer espécie;

iii) As condições referentes aos prazos de vigência, bem como os critérios de prorrogação, não sendo admitido ultrapassar o prazo da concessão pelo uso do bem público para geração de energia elétrica.

VI. Estabelecer que a **Concessionária** responde pelas áreas dentro de sua concessão, no que for de sua estrita competência, não eximindo os usuários das responsabilidades naquilo que lhes couberem;

VII. Determinar que as atividades oriundas dos contratos de cessões onerosas sejam obrigatoriamente contabilizadas separadamente e ainda que:

i) O eventual valor líquido positivo apurado, resultante das cessões onerosas, seja obrigatoriamente reinvestido pela **Concessionária** em benefício da conservação dos recursos hídricos e do meio ambiente da bacia hidrográfica onde estiver inserida a **UHE**, ou segundo procedimentos específicos a serem definidos pela **ANEEL**;

ii) Os contratos, os demonstrativos e os registros das atividades deverão ser mantidos pela **Concessionária**, ficando à disposição da Fiscalização da **ANEEL**;

iii) As referidas atividades deverão ser controladas em conta bancária vinculada, aberta para esse fim, registrada contabilmente em nível suplementar, até a definitiva aplicação dos recursos.

(Fl. 23 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

VIII. Estabelecer que o uso das áreas marginais e das ilhas no reservatório da **UHE**, pela própria **Concessionária**, para outras finalidades diferentes do objeto da concessão outorgada e do disciplinamento contido neste **Contrato**, deverá ser previamente autorizado pela **ANEEL**.

Subcláusula Quarta – Constituem encargos específicos relativos à operação e à manutenção da **UHE** pela **Concessionária**:

I. Obter junto à **ANA** a outorga de direito de uso de recursos hídricos, nos termos dispostos na Resolução Conjunta **ANA-ANEEL** nº 1.305, de 20 de novembro de 2015;

II. Instalar, operar e manter, onde forem determinadas, as instalações das estações hidrométricas que visam ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água, associado ao reservatório da **UHE**, nos termos da Resolução Conjunta **ANEEL-ANA** nº 3, de 10 de agosto de 2010, ou no regulamento que vier a substituí-la;

III. Manter permanentemente em perfeitas condições de funcionamento os equipamentos e as instalações da **UHE**, por meio de adequada estrutura de operação, manutenção e conservação, inclusive com estoque de material de reposição;

IV. Permitir o livre acesso às **Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica** em conformidade com a legislação vigente;

V. Manter atualizada a documentação técnica relativa aos equipamentos e às instalações associadas à **UHE** e às **Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica**;

VI. Manter disponível nas instalações da usina, o projeto “como construído”, para efeito de registro das informações efetivamente executadas na obra, do qual poderá ser solicitada cópia, a critério da **ANEEL**.

Subcláusula Quinta – A **Concessionária** deverá apresentar Plano de Segurança de Barragem, nos termos da Lei nº 12.344, de 20 de setembro de 2010, a ser elaborado por responsável técnico, contendo minimamente as informações dispostas no art. 8º da referida Lei e na Resolução Normativa **ANEEL** nº 696, de 15 de dezembro de 2015, ou no regulamento que vier a substituí-la.

Subcláusula Sexta – A **Concessionária** fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e de regulamentação específica.

Subcláusula Sétima – É devido pela **Concessionária** o recolhimento dos valores correspondentes à compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica nos termos da Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e demais normas específicas que tratam do tema.

Subcláusula Oitava – Constitui obrigação da **Concessionária** o recolhimento da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, com base na regulamentação pertinente.

Subcláusula Nona – A **Concessionária** deverá assinar os contratos de uso e de conexão requeridos, em conformidade com a regulamentação específica, obrigando-se ao pagamento dos encargos referentes ao uso do sistema de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 24 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Décima – Como pagamento pelo uso do bem público objeto deste **Contrato**, nos termos do art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a **Concessionária** recolherá à **UNIÃO** parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) do valor que será definido anualmente pela **ANEEL**.

- I. O mês de aniversário deste **Contrato**, para fins de definição do valor a ser recolhido como pagamento pelo uso de bem público, é o mês de assinatura deste **Contrato**.
- II. O início do pagamento dar-se-á após 13 (treze) meses contados da data de assinatura deste **Contrato**.
- III. O pagamento pelo uso do bem público durará cinco anos a partir da primeira parcela recolhida pela **Concessionária**.
- IV. O vencimento da parcela mensal se dará até o dia 15 (quinze) de cada mês e o recolhimento será na forma indicada pela **ANEEL**.
- V. O valor do pagamento pelo uso do bem público anual será determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$VPA_k = VP \times RAA_k,$$

onde:

- VPA_k** = Valor de pagamento anual para ano de competência k;
- VP** = Valor percentual a ser aplicado sobre a receita anual auferida da **UHE Porto Primavera**, igual a 2,5%;
- RAA_{k-1}** = Receita Anual Auferida, em R\$, declarada anualmente pela Concessionária, passível de fiscalização pela **ANEEL**, referente à energia comercializada pela UHE Porto Primavera, no período de 12 meses anterior à declaração, incluindo o mês de aniversário k-1.

VI. A Concessionária deverá declarar o valor, em reais, da receita anual auferida no período anterior ao ano de competência k referente à energia comercializada pela UHE Porto Primavera, até o dia 10 do mês de aniversário k deste Contrato, para fins de cálculo do valor anual a ser recolhido.

VII. O atraso no pagamento do valor mensal devido pela **Concessionária** implicará na incidência de multa de 2% (dois por cento) sobre a parcela não recebida e de juros de mora de 1% a.m. (um por cento ao mês), independentemente da aplicação das penalidades cabíveis.

VIII. Havendo parcelas em atraso, os pagamentos efetuados serão utilizados para quitação dos débitos, na ordem cronológica de seus vencimentos, do mais antigo para o mais recente, incluídos os juros e as multas correspondentes.

IX. A falta de pagamento de seis parcelas mensais poderá ensejar a declaração da caducidade da concessão pelo **Poder Concedente**, respeitado o devido processo de contraditório e de ampla defesa.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 25 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Décima Primeira – A Concessionária se obriga a efetuar o pagamento da outorga da concessão resultante do Leilão de Privatização nº <citar nº do leilão da Cesp>, no prazo de até <nº dias> dias, contados da assinatura deste **Contrato**, nos termos Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018, e da Portaria Interministerial MME/MF nº <nº da Portaria>, <data por extenso>, ciente de que o inadimplemento desta obrigação constitui condição resolutiva do presente Contrato.

I. Opera-se de pleno direito a resolução deste **Contrato** na hipótese de não pagamento do valor da outorga da concessão, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas no respectivo Edital de Privatização e neste **Contrato**.

Subcláusula Décima Segunda – Constituem encargos específicos relativos à concessão da UHE pela Concessionária:

I. Submeter aos controles prévio e posterior da **ANEEL**, conforme o disposto em regulamentação específica:

- i) Alteração do estatuto ou contrato social da **Concessionária**;
- ii) Operações de transferência de titularidade da concessão ou de cisão, fusão ou incorporação societária da **Concessionária**;
- iii) Transferência de controle societário;
- iv) Celebração de contratos, acordos ou ajustes com acionistas controladores, diretos ou indiretos e empresas controladas ou coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, construções, empréstimos, vendas de ações, bem como com pessoas físicas ou jurídicas que façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada ou que tenham diretores ou administradores comuns à **Concessionária**; e
- v) Alienação, cessão ou dação em garantia dos ativos vinculados à concessão.

II. Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço;

III. Prestar contas anualmente à **ANEEL** e aos usuários, conforme disposto no inciso XIII do art. 23 da Lei nº 8.987/1995;

IV. Atender as normas de contabilidade, de inventário dos bens e de seu controle patrimonial, de prestação de contas, de publicidade das demonstrações contábeis e financeiras, conforme disposto em regulamento específico;

V. Manter registro contábil, em separado, das atividades complementares à concessão, ou constituir outra empresa; e

VI. Publicar anualmente suas Demonstrações Financeiras, conforme disposto no inciso XIV do art. 23 da Lei nº 8.987/1995, e nos termos da legislação e regulamentação vigentes.

Subcláusula Décima Terceira – A Concessionária deverá atender as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos da legislação e de normas regulamentares estabelecidas

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 26 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

pelo **Poder Concedente** e pela **ANEEL**, bem como a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração da **UHE**.

CLÁUSULA QUINTA – DIREITOS E PRERROGATIVAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessão para a exploração da **UHE** referida na Cláusula Primeira deste **Contrato** confere à **Concessionária** as prerrogativas estabelecidas nesta Cláusula Quinta, dentre outras, não podendo afetar os direitos de terceiros e dos usuários de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

Subcláusula Primeira – A Concessionária terá ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observados os termos deste **Contrato**, a legislação específica, as normas regulamentares e as instruções e determinações do **Poder Concedente** e da **ANEEL**.

Subcláusula Segunda – A Concessionária poderá promover a liberação, de forma amigável junto aos proprietários, das áreas de terras necessárias à operação da **UHE**, incluindo, mas não se limitando, às áreas necessárias à constituição de reservatório, da área de preservação permanente e das **Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica**.

I. A **ANEEL** poderá promover, a pedido da **Concessionária** e na forma da legislação e regulamentação específica, a declaração de utilidade pública dessas áreas, para fins de desapropriação ou instituição de servidões administrativas sobre bens privados, cabendo à **Concessionária** as providências necessárias para sua efetivação e o pagamento das indenizações pertinentes; e

II. No caso de bens públicos, a declaração de utilidade pública denota afetação específica para fins de energia elétrica, cabendo à **Concessionária** postular instrumentos que permitam o pretendido uso.

Subcláusula Terceira – A Concessionária poderá implantar sistemas de telecomunicações, para uso exclusivo na exploração do serviço concedido, respeitada a legislação pertinente sobre o tema, sem prejuízos a terceiros.

Subcláusula Quarta – Observada a legislação específica, a **Concessionária** poderá oferecer, como garantias de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, bem como os direitos e as instalações utilizados para a sua produção.

I. A eventual execução da garantia de contrato de financiamento não poderá comprometer a operacionalização e a continuidade da exploração da **UHE**;

II. A eventual execução decorrente de garantia firmada pelo penhor de ações da **Concessionária**, que implique em transferência de controle societário, deverá ser precedida de anuência prévia da **ANEEL**; e

III. Observado o disposto no art. 27 da Lei nº 8.987, de 1995, com redação dada pela Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005, os contratos de financiamento celebrados pela **Concessionária** poderão prever cláusula de outorga aos financiadores, de acordo com as regras de direito privado aplicáveis, do direito de assumir o controle da **Concessionária** em caso de inadimplência quanto aos referidos contratos de financiamento, respeitado o que segue:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 27 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

- i) A **ANEEL** anuirá com a assunção do controle da **Concessionária** por seus financiadores, após a instauração regular do correspondente processo administrativo, mediante solicitação, com o objetivo de promover a reestruturação financeira da **Concessionária** e assegurar a continuidade da exploração da **UHE**;
- ii) A anuência da **ANEEL** dependerá da comprovação por parte dos financiadores de que atendem aos requisitos de regularidade jurídica e fiscal previstos no Edital do **Leilão** <remissão ao edital>;
- iii) Os financiadores poderão ser dispensados de comprovar que dispõem de capacidade técnica, nos termos do art. 27-A da Lei nº 8.987/1995;
- iv) A autorização pertinente para atuar como instituição financeira no Brasil dispensa a demonstração de idoneidade financeira;
- v) A assunção do controle da **Concessionária** nos termos do *caput* desta Subcláusula não alterará as obrigações da **Concessionária** e de seus controladores perante o **Poder Concedente**.

Subcláusula Quinta – A **Concessionária** poderá acessar livremente os sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos respectivos encargos de uso e conexão, quando devidos, de modo a transmitir a energia elétrica produzida aos pontos de entrega ou de consumo que resultarem de suas operações.

Subcláusula Sexta – Mediante prévia anuência da **ANEEL**, a concessão ou o controle societário da **Concessionária** poderá ser transferido à empresa que comprovar as condições de qualificação técnica e econômico-financeira, bem como de regularidade jurídica e fiscal previstas no Edital de **Leilão** <remissão ao edital> que originou este **Contrato** e que se comprometer a executá-lo conforme as cláusulas deste instrumento e as normas legais e regulamentares vigentes, devendo observar os limites e as condições para participação dos agentes econômicos previstos em regulamentação específica.

CLÁUSULA SEXTA – FISCALIZAÇÃO

A exploração da **UHE** será fiscalizada pela **ANEEL**.

Subcláusula Primeira – A fiscalização realizada pela **ANEEL** abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da **Concessionária** nas áreas administrativa, contábil, técnica e econômico-financeira, podendo a **ANEEL** estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências para exploração da **UHE**.

Subcláusula Segunda - A fiscalização da **ANEEL** não diminui nem exime as responsabilidades da **Concessionária**, quanto à adequação das suas obras e instalações, à correção e legalidade de seus registros contábeis e de suas operações financeiras e comerciais.

Subcláusula Terceira – Os servidores da **ANEEL** e seus prepostos terão livre e irrestrito acesso dos aos documentos, obras, instalações, e equipamentos vinculados à **UHE**, inclusive seus registros contábeis, podendo requisitar, de qualquer setor ou pessoa da **Concessionária**, da forma que julgar necessária, informações e esclarecimentos que permitam aferir a correta execução deste **Contrato**, bem como os dados considerados necessários para o controle estatístico e planejamento do sistema elétrico nacional, sendo vedado à **Concessionária** restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 28 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Quarta – A fiscalização técnica abrangerá:

- I. A execução dos projetos de obras e instalações;
- II. O cumprimento do cronograma;
- III. A exploração da UHE/ a prestação do serviço público de transmissão;
- IV. A observância das normas legais e contratuais;
- V. O cumprimento das cláusulas contratuais;
- VI. A utilização e o destino da energia;
- VII. A operação do reservatório; e
- VIII. A qualidade e a comercialização do produto.

Subcláusula Quinta – A fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, dos registros nos livros da **Concessionária**, dos balancetes, dos relatórios e demonstrações financeiras, da prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para a perfeita avaliação da gestão da concessão.

Subcláusula Sexta – A **ANEEL** poderá determinar à Concessionária a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar prejuízo à concessão.

Subcláusula Sétima – O desatendimento das solicitações da fiscalização implicará em aplicação das penalidades previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004, ou no regulamento que vier a sucedê-la, bem como naquelas estabelecidas neste **Contrato**.

CLÁUSULA SÉTIMA - PENALIDADES

A concessionária estará sujeita às penalidades, conforme legislação em vigor, especialmente aquelas estabelecidas em Resoluções da **ANEEL**, sem prejuízo do disposto nos incisos III e IV do art. 17 do ANEXO I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, em virtude do descumprimento das disposições legais, regulamentares ou contratuais, pertinentes à exploração da **UHE**.

Subcláusula Primeira – Entre outras sanções, a **Concessionária** estará sujeita à penalidade de multa, aplicada pela **ANEEL**, no valor máximo, por infração incorrida, de até 2% (dois por cento) do valor do faturamento anual da **Concessionária** ou do valor estimado da energia produzida, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto da infração ou estimado para este período de doze meses.

- I. Quando a penalidade consistir em multa por descumprimento de disposições legais, regulamentares ou contratuais e o respectivo valor não for recolhido no prazo fixado, a **ANEEL** promoverá sua cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação específica.



(Fl. 29 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Segunda - As penalidades serão aplicadas mediante procedimento administrativo, guardando proporção com a gravidade da infração, assegurada à **Concessionária** o direito da ampla defesa e ao contraditório.

Subcláusula Terceira - Nos casos de descumprimento das penalidades impostas por infração, ou descumprimento de notificação ou determinação do **Poder Concedente** para regularizar a prestação de serviços, poderá ser decretada a caducidade da concessão, na forma estabelecida em lei e neste Contrato, sem prejuízo da apuração das responsabilidades da **Concessionária** perante o **Poder Concedente**, a **ANEEL**, os usuários e terceiros.

CLÁUSULA OITAVA - INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a **ANEEL** poderá intervir na concessão, nos termos da Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a qualquer tempo, para assegurar a adequada exploração da **UHE** ou o cumprimento, pela **Concessionária**, das normas legais, regulamentares e contratuais.

Subcláusula Primeira – A intervenção será determinada por Resolução da **ANEEL**, que designará o Interventor, o valor de sua remuneração, o prazo da intervenção e os objetivos e os limites da medida.

Subcláusula Segunda – O prazo da intervenção será de até 1 (um) ano, prorrogável uma vez, por até mais 2 (dois) anos, a critério da **ANEEL**.

Subcláusula Terceira – Declarada a intervenção na concessão de serviço público de energia elétrica, a **ANEEL** deverá instaurar, dentro de 30 (trinta) dias contados da data de publicação da Resolução, o correspondente procedimento administrativo, para comprovar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando-se à **Concessionária** o direito à ampla defesa e ao contraditório, devendo ser concluído no prazo de até 1 (um) ano.

Subcláusula Quarta – Será declarada a nulidade da intervenção se ficar comprovado que esta não observou os pressupostos legais e regulamentares, devendo a concessão ser imediatamente devolvida à **Concessionária**, sem prejuízo de seu direito à indenização.

Subcláusula Quinta – A intervenção na concessão de serviço público de energia elétrica implica a suspensão do mandato dos administradores e membros do conselho fiscal, assegurados ao interventor plenos poderes de gestão sobre as operações e os ativos da concessionária e a prerrogativa exclusiva de convocar a assembleia geral nos casos em que julgar conveniente.

Subcláusula Sexta – Cessada a intervenção, se não for extinta a concessão, a administração da **UHE** será devolvida à **Concessionária**, precedida de prestação de contas pelo Interventor, que responderá pelos atos praticados durante a sua gestão.

Subcláusula Sétima – Aplica-se, no que couber, o disposto no Capítulo II da Lei nº 12.767/2012 e na legislação superveniente.

CLÁUSULA NONA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 30 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

A concessão para exploração da **UHE** regulada por este Contrato será extinta pelo **Poder Concedente**, que ouvirá previamente a **ANEEL**, nos seguintes casos:

- I. advento do termo final do Contrato;
- II. encampação;
- III. caducidade;
- IV. rescisão;
- V. anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- VI. falência ou extinção da **Concessionária**.

Subcláusula Primeira – Os bens da concessão ora outorgada são todos aqueles exclusiva e permanentemente utilizados na atividade de geração de energia elétrica, devendo ser registrados contabilmente e controlados conforme disponham os manuais de contabilidade e de controle patrimonial, e as demais instruções e orientações contábeis e de controle patrimonial editados pela **ANEEL**.

Subcláusula Segunda – No advento do termo final deste **Contrato**, todos os bens reversíveis e instalações vinculados à **UHE** passarão a integrar o patrimônio da União.

- I. Todos os bens reversíveis existentes vinculados à **UHE** na ocasião da Licitação da qual resultou este **Contrato** serão considerados como integralmente amortizados para fins do controle patrimonial da **Concessionária**, não cabendo indenização quando da sua reversão ao patrimônio da **União**.
- II. Os bens reversíveis vinculados à concessão da **UHE**, não enquadrados no Inciso I da Subcláusula Segunda da Cláusula Décima Primeira, poderão ser indenizados quanto aos investimentos ainda não amortizados, desde que tenham sido aprovados, quando couber, pelo **Poder Concedente**, e realizados com o objetivo de garantir a continuidade e a atualidade do serviço concedido.
- III. O montante da indenização devida à **Concessionária** terá seu valor apurado conforme regras vigentes; e
- IV. A fim de permitir a plena continuidade da geração de energia elétrica, os bens e as instalações vinculados à **UHE**, a serem revertidos em virtude da extinção da concessão, deverão estar em condições adequadas de operação, em conformidade com as características e os requisitos técnicos básicos.

Subcláusula Terceira - No caso de extinção da Concessão, a **ANEEL** ou o **Poder Concedente** poderá permitir que a **Concessionária** continue com a exploração da **UHE**, assim como com a posse dos bens reversíveis na qualidade de fiel depositário até a assunção do novo concessionário, nos termos do art. 13 do Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995.

Subcláusula Quarta – Para atender ao interesse público, mediante lei autorizativa específica, o **Poder Concedente** poderá promover a encampação dos bens e instalações, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens e instalações, ainda não amortizados ou depreciados, apurados em auditoria.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 31 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Subcláusula Quinta - Verificada qualquer das hipóteses de inadimplência previstas na legislação específica e neste Contrato, o **Poder Concedente** poderá promover a declaração de caducidade da concessão se a **Concessionária**, notificada, não corrigir as falhas apontadas e não restabelecer a normalidade da execução do Contrato, no prazo estabelecido.

I. A declaração de caducidade será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da **Concessionária**, com observância ao contraditório e à ampla defesa, assegurando-se à **Concessionária** eventual indenização de investimentos realizados e ainda não amortizados ou depreciados, desde que apurados em auditoria e autorizados pelo **Poder Concedente**, após desconto dos valores das multas aplicadas pela **ANEEL** e ressarcimento dos eventuais prejuízos e danos causados pela **Concessionária**;

II. O processo administrativo mencionado no *caput* desta Subcláusula não será instaurado até que à **Concessionária** tenha sido dado conhecimento das infrações contratuais, bem como lhe tenha sido conferido tempo suficiente para corrigi-las;

III. A decretação da caducidade não acarretará, para o **Poder Concedente** ou para a **ANEEL**, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela **Concessionária**, nem com relação aos empregados desta; e

IV. Ao declarar a caducidade da concessão, o **Poder Concedente** poderá promover licitação para outorga onerosa, e se utilizar dos recursos gerados para o pagamento das indenizações eventualmente devidas a então **Concessionária**.

Subcláusula Sexta - A **Concessionária** poderá apresentar plano de transferência de controle societário como alternativa à extinção da outorga, nos casos de caducidade, conforme regulação da **ANEEL**, nos termos do disposto no art. 4º-C da Lei nº 9.074, de 1995, incluído pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

I. O plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequada continuidade da geração de energia elétrica;

II. A aprovação do plano de transferência de controle societário pela **ANEEL** suspenderá o processo de extinção da concessão; e

III. A transferência do controle societário, dentro do prazo definido pela **ANEEL**, ensejará o arquivamento do processo de extinção da concessão por caducidade.

Subcláusula Sétima - Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a **Concessionária** promover a rescisão deste **Contrato**, no caso de descumprimento, pelo **Poder Concedente**, das normas aqui estabelecidas. Nessa hipótese, a **Concessionária** não poderá interromper ou paralisar a geração da energia elétrica, enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste **Contrato**.

Subcláusula Oitava - Em caso de extinção ou da decretação de falência da **Concessionária**, considerar-se-á extinto o presente contrato. A data da publicação da sentença que decretou a falência deve ser considerada como a data da extinção deste **Contrato** de concessão.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fl. 32 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

I. O falido poderá continuar na administração dos bens reversíveis, na qualidade de fiel depositário, até a assunção do novo concessionário, a ser definido pelo **Poder Concedente**, por meio de realização de nova licitação.

Subcláusula Nona - Na extinção da concessão com fundamento no disposto nos incisos III e VI desta Cláusula, o **Poder Concedente** observará o disposto na Lei nº 12.767, de 2012, e legislação superveniente.

CLÁUSULA DÉCIMA - COMPROMISSO DO(S) CONTROLADOR(ES)

O(s) **Controlador(es)** declara(m) aceitar e submeter(em)-se às condições e cláusulas deste **Contrato**, obrigando-se a introduzir, no Estatuto ou Contrato Social da **Concessionária**, disposição que vede a transferência, cessão ou de qualquer forma alienação, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, de ações ou cotas que façam parte do controle da **Concessionária** sem a prévia anuência da **ANEEL**.

Subcláusula Primeira - A anuência a que alude esta Cláusula está condicionada à assinatura, pelo (os) futuro(s) **Controlador(es)**, de termo de anuência e submissão às cláusulas deste **Contrato** e às normas legais e regulamentares de regência.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO

A **Concessionária** se compromete a envidar todos os esforços no sentido de resolver, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente da execução deste **Contrato** ou com ele relacionada.

Subcláusula Primeira – A **Concessionária** poderá solicitar à **ANEEL** a realização de audiências quando houver divergências na interpretação ou execução dos dispositivos deste **Contrato**, com a finalidade de harmonizar os entendimentos.

Subcláusula Segunda – Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não解决adas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO CONTRATO

O presente Contrato será registrado e arquivado na **ANEEL**, que providenciará a publicação de seu extrato no Diário Oficial nos 20 (vinte) dias que se seguirem à sua assinatura.

Assim havendo sido ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 3 (três) vias de igual teor e forma, que são assinadas pelos representantes da **ANEEL**, da **Concessionária** e do **Acionista Controlador**, juntamente com testemunhas, para os devidos efeitos legais.

Brasília - DF, em <data da assinatura por extenso>.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





(Fl. 33 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

PELA ANEEL

<nome do diretor>
Diretor Geral

PELA CONCESSIONÁRIA

Nome
Cargo

Nome
Cargo

PELO ACIONISTA CONTROLADOR

Nome
Cargo

Nome
Cargo

TESTEMUNHAS

Nome
CPF

Nome
CPF

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ANEXO 2

**SCG/ANEEL – Relatório de Análise da Fiscalização para
Tomada de Decisão – 07/03/2017**

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	TERMO DE ARQUIVAMENTO DE NOTIFICAÇÃO - TA ARTIGO 20 DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL nº 63, DE 12/05/2004
---	--

1. ÓRGÃO FISCALIZADOR	TA nº: 0030/2017-SFG		
------------------------------	-----------------------------	--	--

NOME:	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG		
ENDEREÇO:	SGAN 603 Módulos I e J, Brasília - DF, CEP 70.830-030.		
TELEFONE:	(61) 2192-8758	FAX:	(61) 2192-8941

2. AGENTE NOTIFICADO

NOME:	CESP-Companhia Energética de São Paulo		
CNPJ / CPF:	60.933.603/0001-78		
REP. LEGAL:	Mauro Guilherme Jardim Arce		
ENDEREÇO:	Av. Nossa Senhora do Sabará, 5312, Pedreira, São Paulo-SP, CEP:4447011		

3. No DO TERMO DE NOTIFICAÇÃO:	0040/2016-SFG
4. No DO PROCESSO ADMINISTRATIVO:	48500.004102/2007-74

5. DECISÃO DO SUPERINTENDENTE

Determino o arquivamento do Termo de Notificação acima citado e respectivo processo administrativo, conforme o disposto no §1º, do art. 20, da Resolução Normativa nº 63 de 12 de maio de 2004.

6. CONSIDERAÇÕES
Esta Superintendência decidiu pelo arquivamento do Termo de Notificação em referência, tendo em vista as análises e considerações registradas no Relatório de Análise da Fiscalização para Tomada de Decisão - RAFT juntada ao processo.

7. REPRESENTANTE DO ÓRGÃO FISCALIZADOR

NOME:	Alessandro D'Afonseca Cantarino		
CARGO/FUNÇÃO:	Superintendente	MATRÍCULA nº	2374282
Brasília-DF	03/03/2017	ASSINATURA:	
1ª - VIA			



RELATÓRIO DE ANÁLISE DA FISCALIZAÇÃO PARA TOMADA DE DECISÃO

I. AGENTE: Companhia Energética de São Paulo - CESP

II. ÓRGÃO FISCALIZADOR: Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG.

III. TERMO DE NOTIFICAÇÃO: 0040/2016 – SFG/ANEEL, de 7 de julho de 2016.

IV. PROCESSO DE FISCALIZAÇÃO: 48500.004102/2007-74

V. DOS FATOS:

1. Em 7 de julho de 2017 foi lavrado o Termo de Notificação nº 0040/2016 – SFG/ANEEL contendo 2 constatações e 5 determinações à Companhia Energética de São Paulo – CESP.

2. O TN foi recebido pela CESP em 19 de julho de 2017, conforme consta no Aviso de Recebimento¹ dos Correios juntado ao processo.

3. Em 25 de julho de 2017, por meio de carta sem número², a CESP requereu dilação de prazo para manifestação ao TN “em razão da alta complexidade da matéria objeto da presente fiscalização e do significativo número de documentos necessários a instruir a resposta”.

4. A solicitação foi deferida pela SFG por meio do Ofício nº 321/2016-SFG/ANEEL³, de 28 de julho de 2016, que, considerando a tempestividade da solicitação e o acatamento das razões apontadas para o pleito, considerou o dia 10 de agosto de 2016 o novo prazo para apresentação da manifestação.

5. Em 9 de agosto de 2016, por meio da carta CESP OF/P/1079/2016⁴, a CESP protocolou manifestação ao Termo de Notificação.

6. Em 6 de dezembro de 2016 foi encaminhado ao IBAMA o Ofício nº 639/2016-SFG/ANEEL solicitando informações que contribuam para os esclarecimentos dos apontamentos feitos pelo Tribunal de Contas da União - TCU e CESP a respeito do licenciamento ambiental da UHE Porto Primavera.

7. Até o presente momento, não houve protocolo de correspondência do IBAMA em resposta ao ofício mencionado no parágrafo anterior.

VI. DA ANÁLISE DA MANIFESTAÇÃO

8. Por início, avalia-se que a manifestação ao Termo de Notificação foi tempestiva considerando a dilação de prazo concedida.

¹ Protocolo nº 48532.003670/2016

² Protocolo nº 48513.019598/2016

³ Protocolo nº 48532.003840/2016

⁴ Protocolo nº 48513.020000/2016



(Fl. 2 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

9. Quanto ao mérito, passa-se a avaliar a manifestação da CESP quanto às constatações e determinações apontadas no Termo de Notificação resgatando histórico dos fatos e contexto da notificação.

10. Para facilitar a avaliação transcreve-se a seguir a Constatação (C.1) e as Determinações (D.1) a (D.4) relacionadas.

Constatação (C.1): Conforme o TCU, a CESP não realizou as devidas tratativas junto ao órgão ambiental competente para obtenção da licença ambiental que permitiria o enchimento do reservatório e operação da UHE Porto Primavera na cota 259m, conforme previsto no projeto básico da usina (cota 257m/259m).

Determinação (D.1): A CESP deverá comprovar, no prazo de 15 dias do recebimento do presente Termo de Notificação, o atendimento a todos os requisitos estabelecidos pelo IBAMA para obter licença ambiental que permitiria a UHE Porto Primavera operar na cota 259m.

Determinação (D.2): A CESP deverá informar, no prazo de 15 dias do recebimento do presente Termo de Notificação, se as manifestações subsequentes do órgão ambiental ao Ofício 390/2007/IBAMA (aguardo de informações sobre o licenciamento ambiental da usina) têm relacionamento com as tratativas para liberação da usina operar na cota 259m.

Determinação (D.3): A CESP deverá apresentar, no prazo de 15 dias do recebimento do presente Termo de Notificação, cópia da última renovação da Licença de Operação incluindo as condicionantes e informações sobre cumprimento das condicionantes relacionadas com a elevação da cota do reservatório para 259m.

Determinação (D.4): A CESP deverá informar, no prazo de 15 dias do recebimento do presente Termo de Notificação, se a inviabilidade econômica de se ampliar o projeto da usina informada pelo MME (Nota Informativa Nº 14/2014-DPE/SPEMME) impactou nas tratativas junto ao IBAMA para obtenção da Licença de Operação da UHE Porto Primavera na cota 259m. A empresa deverá informar, com as devidas justificativas e comprovações, se existiram outros motivos, além dos ambientais informados nas Determinações D.1 e D.2, que inviabilizaram a obtenção da LO da usina para a cota 259m.

11. Inicialmente, cumpre informar que o Relatório de Fiscalização, conforme se depreende das diversas determinações associadas à Constatação C.1, buscou evidências para melhor compreender e apurar como teria transcorrido as atividades da CESP junto ao órgão ambiental, a saber o IBAMA, na



(Fl. 3 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

obtenção da licença ambiental que permitiria o enchimento do reservatório e operação da UHE Porto Primavera na cota 259 m.

12. Em resposta, a CESP inicialmente apontou de forma geral o lapso temporal, considerações acerca do projeto da usina, bem como apontou transformações e mudanças regulatórias que ocorreram na legislação setor elétrico brasileiro afetando decisões empresariais e evolução tecnológica da engenharia de projetos de hidroeletricidade, apresentando inclusive apontamento a respeito da potência na usina. Após essas considerações iniciais, a empresa cuidou de apresentar informações e documentação relacionadas objetivamente ao Relatório de Fiscalização.

13. No que diz respeito à manifestação da CESP relacionada à Determinação (D.1), a CESP logo fez constar que:

No contexto do licenciamento ambiental do empreendimento, o Estudo de Impacto Ambiental elaborado pelo Consórcio THEMAG-ENGEA-UMAH, e entregue ao IBAMA em 11.10.1996, demonstrou que os estudos de concepção e projeto básico do aproveitamento de Porto Primavera previram uma faixa operacional de 2 m de altura, entre as cotas 259,00 m, definida como máxima normal, e a cota 257,00 m, definida como mínima operacional. A operação do reservatório em situação de conjuntura hidrológica excepcional, pode se dar “sazonalmente” indo até a cota 259 m, com o propósito de reter temporariamente uma fração do volume de cheia, de forma a evitar o agravamento dos picos a jusante, que seria induzido por uma operação restrita a fio d’água.

14. Ato contínuo, a CESP relata a emissão da Licença de Operação nº 024/98, em 3 de novembro de 1998, destacando que tal ato aprovava os estudos apresentados no EIA/RIMA, portanto, tendo reconhecido e legitimado a cota 259,0 m como cota máxima de operação do reservatório, fazendo inclusive constar algumas condições específicas, notadamente as de números 2.5, 2.10, 2.13 e 2.20, relacionadas a medidas mitigatórias. A referida LO foi anexada à manifestação, conforme consta do Anexo III da manifestação⁵.

15. Adicionalmente a CESP fez constar de sua manifestação Termo de Ajustamento de Conduta - TAC, estabelecido entre os Ministérios Públicos Estadual e Federal de Presidente Prudente, CESP e IBAMA, de 23 de outubro de 1998. Nesse TAC, em seu item 1.3, o agente se comprometeu a operar o reservatório sazonalmente entre as cotas 257/259 m, conforme preconizado no EIA, dependendo do regime hidrológico de cada ano, mas assumindo o compromisso de operar com menor impacto ao meio ambiente.

16. No TAC a CESP teria que apresentar ao IBAMA, após o terceiro ano da formação do reservatório na faixa 257/259m, considerando a sua estabilização biológica, programa de controle da proliferação das plantas aquáticas, indicando em mapas as áreas potencialmente susceptíveis à sua proliferação, e informando as medidas de controle a serem adotadas.

⁵ Protocolo nº 48513.020000/2016



(Fl. 4 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

17. Na sequencia, foi demonstrada a realização de providências tomadas e dos programas ambientais implantados, antes e após o enchimento do reservatório na cota 253m, por conta da carta CT/M/1659/2000, de 16 de agosto de 2000, direcionada ao IBAMA pela CESP. Tais informações puderam ser verificadas no Anexo V da manifestação da CESP, onde constam informações a respeito de processo para amenizar a grande quantidade de matéria orgânica concentrada nessas áreas, que poderia acarretar alteração na qualidade da água, situação dos programas relativos às Unidades de Conservação, implantação do Programa de Proteção de Encostas Marginais para as cotas 257/259m; avaliação da empresa referente à manutenção efetiva da cota 257m.

18. Identificou-se na sequencia a expedição, pelo IBAMA, em 1º de dezembro de 2000, a Licença de Operação nº 121/00, não mencionando a operação sazonal até a cota 259m, contudo, com a fixação da operação do reservatório na cota 257m, destacando a seguir alguns trechos

“...autorizando a operação, na cota 257m, da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sergio Motta (UHE Porto Primavera), situada no rio Paraná, na fronteira dos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, nos municípios de Rosana/SP e Batayporã/MS.

(...)

Condições Específicas

- 2.1. Concluir 30 dias antes do enchimento do reservatório na cota 257m: o Programa de Remanejamento da População Atingida na cota 257/259m;
- 2.2. Apresentar para avaliação do IBAMA, antes do enchimento do reservatório na cota 257m: mapa de uso e ocupação do solo específico para a Fazenda Cisalpina, discriminando as formações vegetais existentes (áreas de várzea, mata mesófilp e fiatípios), quantificando em unidade de ares, nas cotas 257/259m, no prazo de 45 dias;

(...)

2.8. Apresentar Zoneamento Ambiental e Plano Diretor do Reservatório;

(...)

2.31. Implementar as ações previstas no Termo de Ajustamento de Conduta - TAC, celebrado entre o Ministério Público Federal, Companhia Energética de São Paulo - CESP e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA datado de 23 de outubro de 1998”

19. Na sequencia da expedição da LO nº 121/2000, o IBAMA apresentou o Termo de Referência para elaboração de Plano de Uso e Ocupação das Águas e do Entorno do Reservatório, seguindo-se deste em ponto em diante com uma série interações entre IBAMA e CESP, das quais destacamos alguns momentos específicos, por compreendermos importantes em relação a obtenção da renovação do licenciamento ambiental e nível operativo do reservatório, nos valendo da menção de anexos da manifestação apresentada pela CESP, a saber:

(Fl. 5 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

- a) Anexo VIII: Ofício IBAMA Nº 486/2001, de 23 de outubro de 2001, relativo à Licença de Operação 121/00, aprovando a proposta do Termo de Referência para a elaboração do Plano Diretor do empreendimento.
- b) Anexo IX: Encaminhamento ao IBAMA, em 20 de agosto de 2004, em CD e versão impressa o Plano Ambiental de Conservação, Uso e Ocupação das Águas e do Entorno do reservatório da usina.
- c) Anexo XI: Renovação da Licença de Operação nº 121/00, expedida em 03/05/2002, reiterando operação na cota 257m.
- d) Anexo XII: Correspondência da CESP ao IBAMA em 6 de dezembro de 2002, onde lê-se o seguinte parágrafo: “ *Tendo em vista o período de validade da Licença Ambiental nº 121/00 para a operação na cota 257 m na Usina Hidrelétrica Eng. Sérgio Motta encerrar-se-á em 03.05.2003, solicitamos a renovação da referida licença, de acordo com o previsto no item 1.5 das Condições Gerais.*”
- e) Anexo XIII: Correspondência da CESP ao IBAMA em 21 de junho de 2005 encaminhando o Relatório de Implantação dos Programas Ambientais – RIPA 2003/2004.
- f) Anexo XXI: Correspondência da CESP ao IBAMA em 10 de novembro de 2010 registrando no último parágrafo o entendimento que, de acordo com a Resolução CONAMA 237 de 19/12/1997, Artigo 18, § 4º, a Licença de Operação 121/00 da UHE Engº Sérgio Motta (Porto Primavera) está automaticamente prorrogada até a manifestação definitiva daquele Instituto.
- g) Anexo XXII: Parecer 007023/2013 CGENE/IBAMA, de 30 de outubro de 2013, expressando que a área de superfície do reservatório para a cota de operação normal 257 m é 2.040 km² e que a usina hidrelétrica possui 14 unidades geradoras com potência instalada de 1.540 MW.

20. Assim, de acordo com os documentos apresentados pelo agente, ficou evidenciado que o empreendimento obteve licença ambiental regular para a operação da UHE Porto Primavera. Ficando caracterizado que a definição da operação na cota 257m transcorreu da instrução do processo, e não havendo evidência de negligência de ação do agente de geração que desse causa ao não reconhecimento de operação em cota superior.

21. A operação do reservatório entre as cotas 257m e 259m, de acordo com dados técnicos da usina, dão conta de uma operação sazonal, a qual já esteve e ainda permanece em considerações em diversas instâncias, porém, de acordo com as informações colhidas no transcorrer dessa avaliação, a CESP se manteve diligente e atuante frente ao órgão ambiental licenciador. Para tanto, os registros anteriores dão forma a essa avaliação, mas podendo ser frisado aqui o Estudo de Impacto Ambiental elaborado pelo Consórcio THEMAG-ENGEA-UMAH, o qual trouxe a operação do reservatório como sendo possível até a cota 259m em caráter excepcional com o propósito de reter temporariamente uma fração do volume de cheia e Parecer 007023/2013 CGENE/IBAMA, de 30 de outubro de 2013 (Anexo XXII), com a indicação de que a análise referente à viabilidade ambiental da operação do reservatório da UHE Porto Primavera com variação da cota normal de operação entre 257/259m não havia sido concluída.

(Fl. 6 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

22. Não se identificou demandas do IBAMA, as quais não tenham sido tratadas e respondidas pelo agente responsável pelo agente. A extensa reconstrução do processo histórico do licenciamento ambiental da usina, respaldado por ampla comprovação documental, firmam o entendimento de que a licença ambiental da usina, por mais que seja constante de diploma emitido ainda em 2002, o processo perante o órgão licenciador se mostrou ativo e em curso, com intensa interação entre as partes envolvidas.

23. Por oportuno, merece destacar que integrantes da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, SFG/ANEEL, estiveram em reunião com técnicos do IBAMA para verificar como se davam no âmbito daquele órgão licenciador ambiental, o processo de licenciamento da usina Porto Primavera, em especial para identificar se haveria alguma pendência documental por parte da empresa CESP.

24. Naquela ocasião não restou evidenciada, nas informações prestadas pelos integrantes da equipe técnica do IBAMA, fatos ou documentos que indicavam carência de apresentação por parte da CESP de dados adicionais ao processo de licenciamento. De toda sorte, essa SFG/ANEEL avançou na busca de informações com encaminhamento à Coordenação-Geral de Infra-Estrutura de Energia Elétrica o Ofício nº 636/2016-SFG/ANEEL, de 6 de dezembro de 2016, solicitando àquele órgão posicionamento sobre esclarecimentos prestados durante reunião realizada nas dependências do IBAMA em 17 de novembro de 2016. Esses esclarecimentos deveriam abordar o tema sobre fatos apontados ou deixados de serem apontados pelo TCU e CESP a respeito do licenciamento ambiental da UHE Porto Primavera. Até a presente não tivemos uma manifestação quanto a essa solicitação, nos levando a considerar todas as demais informações coletadas no transcorrer da avaliação em curso.

25. Nesse contexto, restou atendida a Determinação D.1, não ficando evidenciada qualquer falta ou negligência do agente responsável pela operação da usina em deixar de atender demandas e questionamentos apresentados pelo órgão licenciador da UHE Porto Primavera.

26. Feito os registros da avaliação da manifestação da CESP quanto à Determinação (D.1), passamos a registrar observações quanto a Determinação (D.2)

27. Segundo informação do agente na manifestação o referido ofício foi encaminhado ao Poder Judiciário do Estado do Mato Grosso e a CESP desconhece o seu teor, não podendo, assim, se manifestar a respeito.

28. No referido ofício o IBAMA informa ao Poder Judiciário em seu último parágrafo que continuavam em andamento na Diretoria de Licenciamento Ambiental as análises dos diversos estudos e relatórios apresentados pela CESP em atendimento às condições de validade da Renovação de Licença de Operação Nº 121/00.

29. Mesmo considerando a observação apresentada pela CESP, diante da informações apresentadas pela empresa, entende-se que a situação objeto da Determinação D.2 foi enfrentada com os documentos e informações apresentados na manifestação.

(Fl. 7 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

30. Para tanto podemos destacar pontos, em certa medida, já registrados anteriormente, porém destacando algumas questões. Em 5 de junho de 2005, a CESP demonstrou ter encaminhado ao IBAMA correspondência, Anexo XIII de sua manifestação, reiterando a solicitação da renovação da licença de operação 121/00.

31. Além disso, percebe-se que o IBAMA, em 5 de outubro de 2006, encaminhou à CESP (ver correspondência constante do Anexo XIV da manifestação) a versão final do Termo de Referência para readequação do plano de conservação e uso do entorno do reservatório da usina, no âmbito do processo de licenciamento ambiental.

32. A CESP, em 26 de outubro de 2009, encaminhou ao IBAMA correspondência (ver Anexo XIX da manifestação) com atualização do plano ambiental de conservação e uso do entorno do reservatório e demais adequações, ratificando o pleito de renovação da licença de operação 121/00 renovada em 2002.

33. Em 10 de novembro de 2010, a CESP encaminhou ao IBAMA correspondência (Anexo XXII da manifestação) demonstrando apreensão frente às constantes exigências manifestadas pelas diversas partes interessadas quanto à comprovação da regularidade ambiental dos ativos de produção, que somente poderiam ser plenamente satisfeitas e evidenciadas com a apresentação da licença de operação vigente e reiterou, mais uma vez, a conclusão do processo de renovação da licença de operação 121/00.

34. O IBAMA, em 30 de outubro de 2013, encaminhou à CESP expediente administrativo (Anexo XXII da manifestação) solicitando dados complementares e enfatizando que a proposta da área de preservação permanente - APP foi aprovada, ficando estabelecido que essa área compreende a faixa entre a cota normal e o limite desapropriado pela CESP, totalizando uma área de 656,81 km².

35. Mais adiante, em resposta à demanda emanada pelo IBAMA em 2015, a CESP, em 14 de outubro de 2015, encaminhou àquela órgão correspondência (Anexo XX da manifestação) com entrega de adequações/complementações no Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório - PACUERA da usina.

36. Diante disso, entendemos que mediante as informações prestadas pela CESP, e considerando em certa medida considerações já registradas na avaliação da determinação anterior, notadamente quanto à não identificação de atitude negligente do agente responsável pela usina, fica atendida a Determinação D.2, não restando evidenciada ação não participativa da empresa em atender todas as considerações e solicitações apresentadas pelo IBAMA.

37. Avançamos para as considerações a respeito da manifestação da CESP relacionada à Determinação (D.3)

38. Nesse ponto, destacamos que, conforme já registrado, foi apresentada a última Renovação da Licença de Operação 121/00, expedida em 2002, bem como mencionada a relação dos

(Fl. 8 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

Relatórios de Implantação de Programas Ambientais – RIPAs, sendo o último enviado ao IBAMA em março/2016.

39. Além do mais, a CESP destacou em sua manifestação:

Atualmente encontra-se em fase de conclusão o Relatório de Atendimento às Condicionantes, que objetiva apresentar um panorama de todas as condicionantes da Renovação da Licença de Operação 121/00 de 03.05.2002 e do TAC de 1998. Cabe destacar que todas as condicionantes, tanto da LO como do TAC, estão cumpridas, exceção àquelas que possuem caráter permanente (como Educação Ambiental, Manejo Pesqueiro e Monitoramento de Encostas, por exemplo), as quais ainda são desenvolvidas por meio de programas específicos.

40. Ademais, entendemos que os registros anteriores deste RAFT, por trazerem informações relevantes e correlacionadas à determinação em comento, dão conta de sustentar também o cumprimento da Determinação D.3, em termos similares aos já apontadas para as demais determinações tratadas até esse ponto do presente documento.

41. Para completarmos a avaliação da manifestação da CESP quanto à Constatação C.1 ainda resta tratar das considerações referentes à Determinação (D.4), o que passamos a fazer.

42. A CESP, em sua manifestação, declarou que as tratativas com o IBAMA, no contexto do licenciamento ambiental da UHE Porto Primavera estariam todas afetas às questões socioambientais do empreendimento, não envolvendo aspectos econômicos da operação.

43. Por oportuno, registramos apontamento da CESP direcionado à SFG/ANEEL ainda no ano de 2017, por meio do Ofício OF/O/665/2007, de 20 de abril de 2007, destacando os termos dos parágrafos 1 e 2:

1. *A UHE Engº Sérgio (Porto Primavera) foi concebida na década de 70 como usina hidrelétrica que iria operar com o reservatório de acumulação variando entre a cota 257m e 259 m, dependendo das disponibilidades hídricas e das necessidades energéticas do Sistema Elétrico Interligado Nacional. Numa cheia excepcional, de recorrência decamilenar, poderia atingir a cota 259,70 m (máximo maximorum).*

2. *Nas décadas de 80 e 90 vários estudos técnicos foram realizados na busca de soluções que minimizassem os impactos socioambientais decorrentes da implantação do projeto, agregando o conceito de usos múltiplos dos recursos múltiplos. Tais estudos, denominados Estudo de Impactos Ambientais e Relatório de Impactos ao Meio Ambiente EIA/RIMA, de conhecimento público, conduziram à decisão de operar a usina, não mais como reservatório de acumulação, mas a fio d'água, na cota mínima normal (257,0 m) e excepcional e sazonalmente indo até a cota 259,0 m, dependendo de autorização do licenciamento ambiental a cargo do IBAMA. Cabe destaque de que essa operação não é mais otimizada energeticamente, mas apresenta benefícios sociais e ambientais para a região de inserção de empreendimento.*

44. Conforme se depreende desse comunicado, associado às diversas informações adicionais apresentadas pela CESP na manifestação ao presente Termo de Notificação TN nº 040/2016, nota-se que todas as tratativas junto ao IBAMA foram centradas em aspectos de ordem socioambientais, portanto, e

(Fl. 9 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

também considerando as demais considerações deste RAFT, entedemos por atendida a Determinação D.4.

45. Registradas as considerações a respeito do trecho anterior do Relatório de Fiscalização associado ao Termo de Notificação – TN nº 040/2016, passamos às considerações sobre a Constatação (C.2) e Determinação (D.5), as quais tratam da motorização das unidades geradoras 15 a 18, conforme transscrito a seguir:

Constatação (C.2): Descumprimento da determinação de completar a motorização da UHE Primavera, conforme inciso II do Despacho nº 738, de 21 de novembro de 2002

Determinação (D.5): A CESP deverá esclarecer, no prazo de 15 dias do recebimento do presente Termo de Notificação, as razões pelas quais não completou a motorização da UHE Porto Primavera com a implantação das unidades geradoras de 15 a 18.

46. Especificamente quanto à potência e número de máquinas, a CESP apontou de forma resumida que:

- Muitas são as variáveis que definem uma solução de engenharia para um aproveitamento hidrelétrico deste porte e muitas delas são motivadas pela época em que são tomadas as decisões: tecnologia, aspectos socioeconômicos e ambientais e outros. Neste contexto, por ocasião do projeto básico da usina, em 1978, a supermotorização tinha importância para o sistema devido às características do consumo assim como da oferta de energia agregadas às questões econômicas relacionadas com financiamentos, custos das obras e dos equipamentos, taxa de câmbio.
- O Projeto Básico indicou as seguintes características para a usina (Anexo I, pág. 7-005):
 - Cota do nível montante: 259,00 m (fixa, fio dágua)
 - Potência instalada: aprox. 1.800 MW
 - Potência unitária: 100 MW a 125 MW
 - Número de unidades: 14 a 18.
- A potência instalada de projeto teve que se adequar às disposições econômicas dos fabricantes, para 1.814,4 MW. Posteriormente, a potência unitária das unidades já instaladas (100,8 MW) passou por melhorias que possibilitaram sua repotenciação, para 110 MW; e a quantidade de unidades mudou de 18 para 14, de forma a evitar investimentos que, ao longo do tempo, apresentavam-se como imprudentes.
- Na ocasião, a CESP solicitou formalmente a regularização da nova potência instalada final da usina (1.540 MW), em conformidade com a regulação vigente, e que restou homologada por meio do Despacho 738/2002-SCG/ANEEL.

(Fl. 10 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

- O Relatório de Fiscalização afirmou que a CESP estaria descumprindo determinação do Despacho 738/2002, no que se refere à completa motorização da usina que “deveria” (no passado) ser objeto de ampliação, mas o referido despacho traz o termo “deverá” e a CESP entende que ainda poderá fazer esse investimento, futuramente, quando este investimento se caracterizar como prudente, pois, à luz da regulamentação vigente, seria caracterizado hoje como não prudente, de acordo com avaliação do Ministério de Minas e Energia (Nota Informativa nº 14/2014-DPE/SPE-MME).
- Com o início do novo modelo do setor elétrico e da comercialização da energia, e com o fim dos “contratos iniciais”, em 2001, as usinas deixaram de ser remuneradas com o conceito de custo pelo serviço e passaram a ser motorizadas apenas ao nível de geração máxima de energia, sem potência adicional. A decisão quanto ao número de unidades geradoras a serem implantadas se deu em função da mudança no modelo de remuneração de investimentos do setor elétrico na época, que deixou de remunerar o serviço de geração pelo custo e passou a remunerar pela energia assegurada (garantia física). No caso de Porto Primavera, a máxima energia obtida, com base nas afluências no eixo da barragem, é atingida com 11 máquinas de 110 MW (ou 1.210 MW de potência instalada - potência de base, referência Nota Técnica ANEEL nº 32/2003-SRG/ANEEL, de maio de 2003). Seja para 14 ou 18 máquinas instaladas, a energia assegurada comercializável (geração de receitas) permaneceria a mesma, isto é, a energia firme da usina não mudaria a partir da 11ª unidade geradora.
- A instalação de unidades geradoras adicionais, além da 11ª, destinaria-se apenas a reforçar a confiabilidade do sistema (potência) e atender outros requisitos técnicos exigidos pela Agência Reguladora, e que foram atendidos em Porto Primavera com a implantação de mais 3 máquinas, totalizando 14 unidades geradoras instaladas (repotencializadas). Nessas condições, acrescentar mais quatro unidades além da 14ª máquina, tornou-se infundada tecnicamente e sem respaldo econômico, uma vez que o mecanismo de remuneração da concessão passou a ser por energia assegurada e não mais pelo custo do serviço ou, por outro ponto de vista, caracterizando-se como investimento imprudente, em face da regulamentação vigente.

47. A fim de agregarmos informações aos apontamentos trazidos pela CESP na manifestação ao Termo de Notificação, apresenta-se a seguir histórico da outorga quanto à potência instalada e número de unidades geradoras da UHE Porto Primavera.

- A concessão para a exploração do aproveitamento de energia hidráulica denominado UHE Porto Primavera foi outorgada à Companhia Energética de São Paulo – CESP em 19 de maio de 1978 por meio do Decreto nº 81.689.
- Ao longo dos anos 2000 e 2001 a CESP interagiu com a ANEEL para tratar de anuência ao processo de privatização da empresa em curso. E em março de 2001, por meio da carta OF/PE/498/2001⁶, a CESP informou à SCG a retomada do processo de privatização da empresa e

⁶ 48524.008105/2001



(Fl. 11 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

encaminhou as minutas de Edital de Alienação de Ações do Capital Social e dos Contratos de Concessão. Informou nesse momento que:

"Em relação aos documentos correspondentes do processo anterior, Edital SF/006/2000, a principal mudança proposta pela CESP é que conste no novo Edital, bem como na minuta do Contrato de Concessão, a obrigatoriedade de instalação de 14 máquinas na UHE Engenheiro Sérgio Motta (UHE Porto Primavera).

Vale ressaltar que permanecerá no Edital a exigência de aumentar a capacidade instalada da empresa em no mínimo 15%, no período de 8 anos, podendo, a critério do novo controlador, parcela desse aumento ser atendido com a instalação das máquinas 15 a 18 da UHE Sérgio Motta."

- Em abril de 2001, por meio da Resolução nº 144, a Diretoria da ANEEL aprovou as modificações implementadas no Edital de Licitação da CESP, indicando explicitamente a obrigação de instalação de 14 máquinas na UHE Porto Primavera.
- Em outubro de 2001, por meio do Ofício nº 301/2001-SFG/ANEEL⁷, a SFG informou à SCG a necessidade de regularização da outorga da usina a fim de alterar a potência instalada tendo em vista que a CESP havia apresentado estudos, ensaios e testes que indicaram "a obtenção de um novo ponto operacional das unidades geradoras, com a otimização de suas características, sem perda adicional da vida útil e com isto houve um incremento da ordem de 10%, o que resulta em uma potência instalada de 110 MW por unidade, totalizando 1.980 MW para as 18 unidades previstas para a usina".
- Por meio do Despacho nº 908, de 6 de novembro de 2001, a SCG regularizou a alteração da capacidade instalada da UHE Porto Primavera, passando de 18 unidades geradoras de 100.800 kW cada, totalizando 1.814.400 kW, para 18 unidades geradoras de 110.000 kW cada, totalizando 1.980.000 kW, considerando sua completa motorização.
- Ao longo de 2002, seguiram-se diversas interações entre CESP e SCG para instrução da prorrogação da concessão da UHE Porto Primavera e demais usinas da CESP.
- Em novembro de 2002, em resposta ao pedido de subsídio da SCG quanto à análise de documentação apresentada pela concessionária⁸, a SFG manifestou-se⁹ indicando que havia sido verificado atendimento ao que dispõe o art. 19¹⁰ da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, para obtenção da prorrogação das concessões das UHE em questão. Acrescentou a SFG que as informações encaminhadas pela SCG relativas à UHE Porto Primavera e Três Irmãos haviam sido analisadas e estavam em conformidade pelos registros da época.

⁷ 48532.036448/2001

⁸ Memorando nº 196/2002-SCG/ANEEL, de 29/07/2002 - 48524.038226/2002

⁹ Memorando nº 465/2002-SFG/ANEEL, de 21/11/2002 - 48532.062862/2002

¹⁰ Tal dispositivo trata de prazos e documentos que devem ser apresentados pela concessionária para solicitar prorrogação de concessão de geração de energia elétrica.



(Fl. 12 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

- Resultante da fiscalização realizada por equipe da SFG no empreendimento entre os dias 23 e 24 de abril de 2002 foi emitido Termo de Notificação nº 153/2002 e Relatório de Fiscalização RFO-017/2002-SFG¹¹. Na ocasião foi relatado que estavam em operação as unidades de 1 a 12, em montagem eletromecânica as unidades 13 e 14 e em obras civis as unidades 15 a 18, aguardando-se a definição do cronograma dessas últimas. No citado relatório foi determinado o encaminhamento do cronograma de implantação das unidades geradoras de 15 a 18.
- Em atendimento à notificação, a CESP declarou em sua correspondência OF/P/1240/2002¹², de 25 de junho de 2002 que, em face das então diretrizes empresariais, a empresa havia tomado a decisão de concluir a montagem de 14 unidades geradoras, não obstante as obras civis da usina comportarem 18 unidades. Ainda, na citada correspondência, a CESP solicitou a fixação da potência instalada da usina em 1.540 MW ou seja, 14 unidades geradoras de 110 MW cada, em atendimento à então vigente Resolução ANEEL nº 420, de 19 de outubro de 2000.
- Em outubro de 2002, por meio do Memorando nº 375/2002¹³ a SFG encaminhou as informações trazidas pela CESP em manifestação ao TN nº 153/2002-SFG e solicitou da SCG análise do pleito e resposta à SFG para orientação do prosseguimento da ação de fiscalização instaurada, haja vista o apontamento da decisão da empresa de não motorizar os poços das unidades 15 a 18.
- Em novembro de 2002, foi emitido o Parecer Técnico nº 327/2002-SCG/ANEEL¹⁴ indicando a regularização da potência instalada da usina com redução para 14 unidades geradoras e 1.540 MW. Tal encaminhamento foi feito a partir da seguinte análise:

“A solicitação da CESP, de fixação da potência instalada em 1.540 MW (14 unidades geradoras de 110 MW cada) poderá ser acolhida considerando que vai ao encontro do que estabeleceu o Edital nº SF/006/2001 - Alienação de ações do capital social da CESP - não obstante o Leilão ter sido adiado - que contemplou como obrigação especial do detentor do bloco de controle da concessionária, a conclusão de no mínimo 14 unidades geradoras na UHE Porto Primavera (Engº Sérgio Motta).”

A Resolução ANEEL nº 205, de 6 de junho de 2001, delega competência para a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG regularizar as alterações de potência instalada de centrais geradoras de energia elétrica com outorga de autorização ou concessão.”

- Com base nessa supracitada Nota Técnica, por meio de Despacho da SCG nº 738, de 21 de novembro de 2002, a capacidade instalada da usina foi novamente regularizada junto à ANEEL,

¹¹ 48532.027988/2002

¹² 48512.032252/2002

¹³ 48532.051730/2002

¹⁴ 48524.068304/2002



(Fl. 13 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

passando de 18 unidades geradoras de 110.000 kW para 14 unidades geradoras de 110.000 kW, totalizando 1.540.000 kW. O referido Despacho também apontou que “*A completa motorização da usina (18 unidades geradoras) deverá ser objeto de futura ampliação, com o que a concessionária deverá submeter à prévia aprovação da ANEEL.*”

- Em 29 de novembro de 2002, o TN nº 153/2002-SFG foi arquivado.
- Em 16 de outubro de 2003, a 14^a unidade geradora da usina iniciou sua operação comercial, conforme liberação dada pelo Despacho nº 759 da SFG.
- Em reunião realizada entre representantes da SFG e CESP em 18 de novembro de 2003 o agente contextualizou a regularização da capacidade instalada com 14 máquinas da UHE Porto Primavera e informou a desmobilização da estrutura de suporte às obras de implantação da usina no final daquele ano tendo em vista a conclusão da instalação da 14^a unidade geradora. Ademais, acrescentou que a empresa não tinha interesse no curto prazo em instalar as unidades geradoras 15 a 18.
- Em 26 de novembro de 2003, por meio da carta OF/E/1902/2003, a CESP informou a suspensão do envio mensal de informações sobre o andamento das obras já que a operação a UG14 marcou a conclusão das obras prevista naquela fase de implantação da usina e que “*Oportunamente, quando houver decisão da CESP de concluir a montagem das unidades geradoras restantes (15 a 18), será encaminhado a essa Superintendência novo plano de obras e cronograma*”.
- Em novembro de 2004¹⁵ a ANEEL finalizou avaliação quanto à prorrogação do prazo de concessão da UHE Porto Primavera e outras usinas da CESP e encaminhou posicionamento favorável ao Ministério de Minas e Energia.
- Após aprovação do MME exercendo as prerrogativas de Poder Concedente, em 12 de novembro de 2004, foi celebrado o novo Contrato de Concessão nº 003/2004 entre ANEEL e CESP para geração de energia destinada a serviço público tendo como objeto a UHE Porto Primavera e outras usinas. Tal contrato estabeleceu a data de 21/05/2008 como termo final da concessão para a UHE Porto Primavera e trouxe no Anexo 1 o registro de que a UHE Porto Primavera é composta por 14 unidades geradoras com potência instalada total de 1.540 MW, sem qualquer menção à cronograma tampouco obrigação de ampliação do número de unidades geradoras.

48. Assim, considerando as alegações trazidas pela CESP e, em especial o registrado histórico da outorga da usina quanto à potência instalada e número de unidades geradoras, é razoável concordar com a CESP sobre a questão temporal da apontada obrigação de ampliar a usina, contudo sem prazo determinado. Neste aspecto, a empresa alega que tal ampliação ainda pode ser feita a depender de avaliação de viabilidade econômica para remuneração dos investimentos necessários.

¹⁵ Ofício nº 764/2004-DR/ANEEL, de 10/11/2004 – 48512.086568/2004



(Fl. 14 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

49. Registra-se que, apesar do Despacho SCG nº 738/2002 indicar que a CESP deveria no futuro ampliar a usina, não foi estabelecido qualquer prazo nem nesse ato nem em outro posterior. Reforça-se este argumento com a indicação de que, em análise do conteúdo, o Contrato de Concessão nº 003/2004 (instrumento de regulação da exploração do potencial hidrelétrico a partir de definições de condições, deveres e direitos celebrado em 2014) não contém qualquer cláusula que estabelecesse prazo à CESP e nem mesmo a obrigação de implantar as unidades geradora 15, 16, 17 e 18. Ao contrário, registrou apenas as cláusulas tradicionais de contratos desse tipo que dispõem sobre a prerrogativa da concessionária de modificar ou ampliar a instalação, desde que previamente autorizado pela ANEEL e a condição de que as ampliações e modificações dos aproveitamentos hidrelétricos deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e as normas do Poder Concedente e da ANEEL e, desde que autorizadas e aprovadas pela ANEEL, incorporar-se-ão a respectiva concessão devendo ser celebrado termo aditivo ao contrato.

50. Assim, de forma objetiva temos que: (i) a potência da usina e quantidade de máquinas foi reduzida por meio da regularização promovida pelo Despacho SCG nº 738/2002; (ii) o Contrato de Concessão nº 003/2004 considerou tal configuração como características técnicas da usina; e, (iii) nenhum outro instrumento existiu para estabelecer à CESP prazo para instalar as unidades 15 a 18. Tal avaliação explica o fato da SFG ter arquivado o Termo de Notificação que tratou da implantação das máquinas 15 a 18 logo após a publicação do Despacho SCG nº 738/2002.

51. Assim, considerando-se a manifestação da CESP e o histórico dos atos quanto à outorga da UHE Porto Primavera conclui-se que a ANEEL anuiu à estratégia empresarial da CESP considerando o contexto da tentativa de privatização da empresa, deixando a decisão quanto ao prazo para ampliação da usina por meio da implantação das unidades geradoras 15 a 18 à cargo da concessionária.

52. Neste esteio, a Determinação (D.5) foi cumprida pois as informações demandadas foram apresentadas. Ademais, não há como caracterizar descumprimento da CESP de obrigação de implantar as unidades UGs 15 a 18 de modo que a avaliação sobre este tema deve ser concluída sem indicações de ações de fiscalização complementares.

53. Adicionalmente, considerando o fato de a CESP apontar em sua manifestação diversas considerações a respeito da garantia física ou energia assegurada da usina, passamos a fazer algumas avaliações acerca dessa temática.

54. Argumento da companhia, já citado no presente relatório, diz respeito ao contemplado na Nota Informativa nº 14/2014-DPE/SPE-MME. A CESP reitera que *“está expresso que os estudos elaborados pela ANEEL e EPE não demonstram a viabilidade e os benefícios decorrentes da ampliação da UHE Porto Primavera. Ainda, de acordo com a Nota Técnica, a motorização de quatro poços existentes penalizará o consumidor, tendo em vista o rebatimento dos custos para compra e instalação de mais quatro unidades geradoras de 110 MW nas tarifas de energia elétrica”*.

55. Além disso, a CESP informa que as decisões quanto à repotenciação, datada de 2001, e ao número de unidades geradoras, referente ao ano de 2002, foram tomadas antes dos cálculos da



(Fl. 15 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

energia assegurada homologada para a usina em questão, e, por isso, no entendimento da companhia, a energia assegurada calculada já contempla a alteração no número de máquinas na usina.

56. De fato, ressalta-se que a Resolução ANEEL nº 244/2003, homologou o montante de energia assegurada da UHE Porto Primavera, em 1.017 MW médios com validade desde 10 de outubro de 2001.

57. Esse raciocínio da CESP vai de encontro com a tese defendida pelo TCU sobre a necessidade de revisar a garantia física da usina, já que o Tribunal indica, a partir de extensa fundamentação contemplada na TC 016.992/2011-3 e TC 019.724/2015-2, que as condições iniciais previstas para a manutenção da garantia física de 1.017 MWmédios eram a operação das dezoito máquinas e a cota máxima do reservatório em 259m. Ou seja, a operação na cota 257 m exige uma garantia física menor do empreendimento.

58. O próprio MME já reconhece a necessidade de se revisar esse valor. Afinal, no relatório final de “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs”, de 11 de novembro de 2016, o MME informa que “ao inserir o parâmetro da cota 257 m ao invés de 259 m, a garantia física da usina passou de 1.017 MWmédios para 927,5 MWmédios, uma redução de 8,8%”.

59. Contudo, o MME, no processo da TC 016.992/2011-3 e TC 019.724/2015-2, entende que a redução máxima da garantia física deve ser limitada a 5% da garantia física da última revisão, sob o fundamento de que o Decreto 2.655/1998 estabelece tal limite de redução, de forma que a garantia física final deve ser de 966,2 MWmédios.

60. Em certa medida, o TCU entende que haveria reparos a se fazer nas premissas adotadas pelo MME, de forma que a revisão da garantia física seja alterada primeiramente para atender as condições reais de operação (cota 257 e quatorze máquinas), em sede de reequilíbrio da concessão, no qual não se aplicaria o limite previsto no §5º do art. 21 do Decreto 2.655/1998.

61. Diante do exposto, de forma a agregarmos informações à referida temática, a SFG resolveu realizar avaliação de desempenho operacional da UHE Porto Primavera dos últimos 5 anos.

62. Vejamos o gráfico detalhado adiante, para melhor ilustração da performance da usina de 1º de janeiro de 2012 até 31 de dezembro de 2016, onde podemos notar que o desempenho da usina pode ser considerado acima do esperado nos últimos 5 anos se levarmos em consideração as premissas contempladas nos modelos computacionais de planejamento eletroenergético.

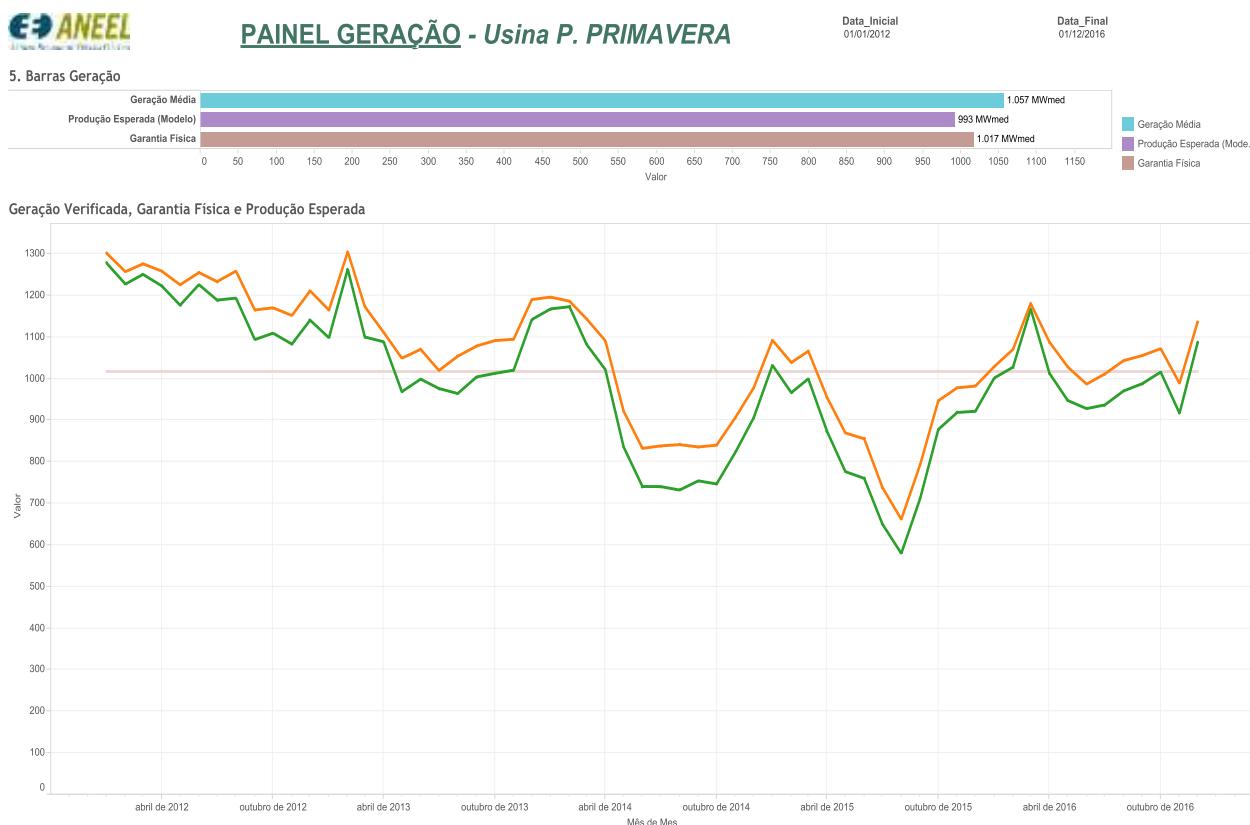
63. A geração da usina no período mencionado foi de 1.057 MWmédios (linha em laranja do gráfico a seguir) e a produção esperada¹⁶ para o mesmo período era de 993 MWmédios (linha em verde do gráfico a seguir). Não podemos esquecer de mencionar que os últimos 5 anos foram de regime hidrológico

¹⁶ A produção esperada é o valor, em MWmédios, que o modelo computacional de programação eletroenergética DECOMP (no caso em questão a análise foi feita nos dados verificados de vazão turbinada, vazão vertida e nível de montante, que a partir de polinômio específico, estima-se a queda bruta, líquida e a relacionada com a produtibilidade de referência) estima que a usina terá de geração média de energia elétrica, a partir dos dados de entrada, para horizonte de tempo definido.



(Fl. 16 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

extremamente desfavoráveis, ficando muito próximo de períodos de maior seca desde que as medições de vazão começaram a ser feitas.



64. Dado que a garantia física da usina é de 1.017 MWmédios e feitas as considerações contempladas no parágrafo anterior, surge reflexão se os parâmetros adotados para o cálculo da garantia física da UHE Porto Primavera precisariam ser reavaliados antes de se proceder sua revisão, seja ela aumento ou diminuição. É dizer, considerando o fato de a UHE Porto Primavera apresentar vazões afluentes extremamente regularizadas, em razão da existência de várias usinas a montante e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS controlar o despacho dessas usinas de forma otimizada), sua performance, na avaliação conduzida pela SFG/ANEEL, se mostrou 5% acima do valor esperado e com geração cerca de 4% acima dos valores de garantia física, mesmo em período bastante desfavorável em termos de hidrologia.

65. Diante de todo o exposto, a limitação de redução de garantia física proposta pelo MME para o caso da UHE Porto Primavera, baseado no §5º do art. 21 do Decreto 2.655/1998, parece ser aderente à realidade operacional da usina. Então, diferentemente do entendimento do TCU, seguir a legislação vigente no caso da UHE Porto Primavera é o mais adequado, principalmente se levarmos em



(Fl. 17 do RAFT – TN nº 0040/2016 – SFG/ANEEL – UHE Porto Primavera)

consideração as evidências de performance demonstrada pela usina nos últimos 5 anos, bem como as competências institucionais a respeito da temática.

66. Por fim, ainda merece registrar, ato administrativo identificado pela SFG/ANEEL no transcorrer da etapa final da avaliação do caso em questão, o qual se trata da Portaria MME nº 258, de 21 de dezembro de 2016, publicado em 22 de dezembro de 2016, que definiu novo montante de garantia física da UHE Porto Primavera como sendo 992,6 MWmédios.

VII. DA DECISÃO

67. Ante o exposto, o Termo de Notificação nº 0040/2016 – SFG/ANEEL deve ser arquivado conforme o disposto no art. 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 63/2004 considerando que a manifestação da CESP ao Termo de Notificação foi tempestiva e as determinações apontadas pela SFG para esclarecimento dos fatos foram cumpridas pela CESP que apresentou as informações requeridas.

68. Adicionalmente, considerando que não foi verificado indício de não conformidade praticada pela CESP na exploração da UHE Porto Primavera a atividade de fiscalização instaurada pelo Termo de Notificação nº 0040/2016 – SFG/ANEEL deve ser encerrada sem ações adicionais.

Brasília - DF, 03 de março de 2017.

CAMILLA DE ANDRADE GONÇALVES FERNANDES
 Superintendente Adjunta - SFG

LINCOLN BRAGA E SOUZA
 Especialista em Regulação - SFG

WELLINGTON SANTOS DE ANDRADE
 Especialista em Regulação - SFG

De acordo:

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
 Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Geração

ANEXO 3

IBAMA – Ofício de Requisição 01-976/2011 – 05/12/2011



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA

Setor de Clubes Esportivos Norte Trecho 02, Ed. Sede, Bloco A, 1º andar, Brasília/DF - CEP: 70.818-900

Tel.: (0xx61) 3316.1212, ramal 1282 Fax: (0xx61) 33071328 – URL: <http://www.ibama.gov.br>

Ofício nº 748 /2011 – CGNE/DILIC/IBAMA

Brasília, 05 de dezembro de 2011.

A Senhora

REGINA CLAUDIA GONDIM BEZERRA FARIAS

Auditora Federal de Controle Externo

Tribunal de Contas da União

2ª Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação – Sefid - 2

SAFS Quadra 4 – Lote 1 – Anexo II – Sala 149

CEP:70042-900 – Brasília – DF

Fone: (61)33165945

Assunto: **Ofício de Requisição 01-976/2011 – Denuncia TC 016.992/2011-3**

Senhora Auditora,

1. Em atenção ao ofício em epígrafe, informo que a Usina Hidrelétrica Porto Primavera foi autorizada a operar em “regime fio d’água” na cota 257 m por meio da licença de operação 121/2000.

2. Na condução do processo de licenciamento da hidrelétrica supracitada, o Ibama não se manifestou quanto à viabilidade ambiental do enchimento do reservatório até cota 259m. Portanto não houve aprovação tampouco reprovação, sob o ponto de vista ambiental, da operação do reservatório na referida cota.

3. Deste modo, para uma possível liberação ambiental de enchimento do reservatório até a cota 259 m, fica necessário a elaboração de estudos ambientais complementares e uma avaliação atualizada dos impactos a serem gerados pela elevação do nível da água.

Atenciosamente,

ADRIANO RAFAEL ARREPIÁ QUEIROZ
Coordenador Geral de Infraestrutura e Energia Elétrica

ANEXO 4

**Contribuição do SEESP na Audiência Pública nº 018/2018 –
23/04/2018**

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

Audiência Pública ANEEL nº 018/2018

Objeto: obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica – UHE Porto Primavera, nos termos do Decreto nº 9.271/2018.

Contribuição do SEESP

Desde 2011, o SEESP vem discutindo e propondo estudos em diversas esferas sobre o futuro da UHE Porto Primavera e, em particular, focando dois aspectos mais significativos: o fato do projeto não ter sido completado como concebido sob a questionável justificativa de restrição ambiental (a licença ficou de ser dada pelo IBAMA em 3 etapas, sendo que a última não foi solicitada) e com os investimentos não amortizados e depreciados e que poderiam resultar em indenização astronômica em desfavor do erário.

Esta situação se encontra relatada no ofício do SEESP nº 261/2017, de 21/08/2017 e que foi respondida pela ANEEL através do ofício nº 528/2017-SFG/ANEEL, de 15/08/2017 (cópias em anexo).

Iremos abordar os incisos (iii), (iv) e (v) do item 8 da Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL, de 09/03/2018:

- (i) a definição do valor para pagamento pelo uso de bem público,
- (ii) a obrigação do pagamento da outorga de concessão,
- (iii) o estabelecimento do nível de água máximo operativo,
- (iv) a obrigação de elaborar estudo sobre o aproveitamento ótimo para a UHE Porto Primavera e
- (v) esclarecimentos adicionais sobre os bens da concessão, as condições de reversão e de eventual indenização.

Entendemos que a ANEEL deu o encaminhamento adequado em relação ao inciso (v), afastando assim o risco da indenização astronômica que nos referimos, o que resultou em solução melhor que a nossa proposta.

De outro lado, discordamos integralmente da abordagem e encaminhamento que está sendo dado pela ANEEL no que se refere a elaboração de estudo sobre o aproveitamento ótimo para a UHE Porto Primavera, entenda-se sob o ponto de vista do Concessionário e que corresponde ao sub-aproveitamento para a UHE Porto Primavera, sob o ponto de vista do interesse publico.

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

Não é preciso fazer tal estudo para antever sua conclusão. Nos parece mais do que é óbvio que os procedimentos atuais do Setor Elétrico não reconhecem os ganhos energéticos não apenas da UHE Porto Primavera como de outras UHEs que tenham reservatório, pois grande parte da energia elétrica adicional gerada pelo empreendimento, em decorrência do reservatório, não são alocadas para o empreendimento mas sim rateadas entre todas as geradoras pelo MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

Como sabido, o MRE é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN), mas que é injusto com quem promove a maior segurança energética.

Se o entendimento for que o modelo setorial atual não remunera adequadamente estes ganhos energéticos, os investimentos necessários remanescentes e que correspondem menos de 10% (dez por cento) para conclusão da UHE Porto Primavera poderiam ser custeados por um sistema complementar de remuneração de energia elétrica adicional a ser gerada em horário de “ponta” e que poderá evitar o despacho de termelétricas que utilizam combustíveis fósseis e com economia significativa nos gastos de produção de energia elétrica.

Em Comunicado do MME (publicado em 14/08/2017), sob o título “MME aprova diretrizes complementares para realização dos Leilões de Energia Nova de 2017”, constou:

“....encontra-se em estudo a realização de um leilão também em 2018 para atendimento à carga máxima do sistema (“ponta”), necessidade esta identificada nos estudos de planejamento realizados pelo MME. A depender da forma de contratação, este leilão será realizado após ajustes na legislação ...”

A UHE Porto Primavera e sua importância para o sistema elétrico, por si só, já justificariam ajustes na legislação. Não é possível continuar da forma que se encontra o modelo setorial que vem a desestimular os empreendimentos que possam conter reservatórios de água que ao mesmo tempo estão a estocar energia elétrica e cujos ganhos energéticos em vez de ficar com quem os produz é rateado para todos os agentes de geração, através do MRE.

Em artigo publicado na Revista USP, nº 104, janeiro/março 2015, sob o título “Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no Sistema Interligado Brasileiro” os autores Dorel Soares Ramos, Marciano Morozowski Filho, Marcus Theodor Schilling e José Antonio de Oliveira Rosa (cópia anexo) assim se expressaram:

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

“... A ausência de regulação específica para comercializar serviços de reserva de potência, em horizonte de longo prazo, acarreta a subvalorização dos ativos de geração, notadamente nos casos em que investimentos adicionais permitiriam ampliar a capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, a baixo custo, em um momento em que são notórias as evidências de que o SIN carece de adição de capacidade instalada (Porto Primavera e Três Irmãos, da Cesp, por exemplo).

A correta valoração dos serviços de geração teria consequências importantes em médio prazo, pois permitiria reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os preventivos, refletidos nos encargos de serviço do sistema, quanto os corretivos, incorridos na recuperação de perdas de produção e outras devidas a interrupções de longa duração, refletidas nos custos sociais de interrupção...

A prevalecer a proposta da Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL, de 09/03/2018, poderá estar a legitimar em definitivo o sub-aproveitamento da UHE Porto Primavera, mesmo estando as obras de expansão em sua maior parte executadas, com sério e irreversível prejuízo a sociedade brasileira. Não ficou claro, se ao final dos 2 primeiros anos da concessão poderá estar se tomando uma decisão definitiva sobre o não enchimento do reservatório na cota 259m e não instalação de mais 4 unidades geradoras. Questionamos se irá ser permitido ao novo Concessionário se desfazer das extensas áreas de terras desapropriadas e que não iriam mais serem necessárias e que geram custo de manutenção e de vigilância? Questionamos se irá ser permitido que o Concessionário venda os equipamentos já adquiridos para instalação das 15^a até 18^a unidade geradora?

Hipoteticamente imaginando, passados mais 5 anos da Concessão, com avanço de uso de fontes alternativas, tais como, eólica e solar, o atendimento dos sistema elétrico em horário de ponta poderá ficar tão crítico que o modelo setorial venha a ser revisto de forma a contemplar novos e expressivos incentivos financeiros para a energia gerada em horário de ponta, entretanto, por uma eventual não previsão no Contrato de Concessão da UHE de Porto Primavera, tal hipótese de ampliação poderia ter ficado inviabilizada.

A nova Concessão será de 30 anos, tempo muito extenso e que certamente ocorrerão profundas mudanças energéticas no País. Nossas colocações foram feitas no sentido de ressaltar que o mais importante é deixar absolutamente claro no Contrato de Concessão que o Concessionário não poderá inviabilizar a futura expansão de Porto Primavera, e para isso mantendo conservadas as áreas desapropriadas e não permitindo sua invasão e ocupação.

A seguir os ajustes propostos pelo SEESP na minuta do Contrato de Concessão da UHE de Porto Primavera.

São Paulo, 23 de abril de 2018.

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

ADEQUAÇÕES PROPOSTAS NO CONTRATO DE CONCESSÃO

Os ajustes estão destacados em **vermelho**:

CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO DO CONTRATO

[...]

Subcláusula Primeira – A **UHE Porto Primavera** possui as características técnicas discriminadas a seguir:

a. Níveis d'Água do reservatório:

N.A. máximo Maximorum de projeto: 259,7 m

N.A. máximo **atual** operativo: 257,0 m

N.A. máximo de projeto: 259,0 m

N.A. mínimo: 257,0 m

O nível d'água máximo **atual** operativo do reservatório da **UHE Porto Primavera** está limitado à cota estabelecida na Licença Ambiental de Operação (257,0 m). A operação do reservatório na cota 259,0 m dependerá da obtenção prévia do licenciamento ambiental pertinente.

b. Potência Instalada: 1.540.000 kW

c. Número de unidades geradoras: 14, **com possibilidade de expansão para 18.**

[...]"

CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

...

Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da **Concessionária** na exploração da **UHE**:

...

II. Elaborar, **em conjunto ou com a participação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, estudos de otimização da UHE Porto Primavera, para o SIN – Sistema Interligado Nacional e para a UHE de Itaipu**, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da **ANEEL** no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste **Contrato**, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da **UHE**, se assim determinado pelo **Poder Concedente**, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste **Contrato**; **Poderão ser requeridas as atualizações de tais estudos a cada 5 anos de concessão e até que fique viabilizada a sua execução.**

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

....

Subcláusula Terceira - A Concessionária deverá adotar no que diz respeito à cessão de direito de uso de áreas marginais e de ilhas do reservatório a ser formado pela **UHE** os seguintes procedimentos:

I. Realizar vistoria permanente e manter diagnóstico anualmente atualizado da situação das áreas marginais ao reservatório e ilhas com identificação e cadastramento das ocupações, à disposição da **ANEEL** e de qualquer interessado, sendo obrigatória a divulgação em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet);

1a. Manter permanente vigilância, prevenindo e combatendo energicamente, por todos os meios que se fizerem necessários, ocupações irregulares de invasores em áreas dos reservatórios e respectivas áreas de ocupação, considerando a cota máxima de enchimento de 259m.

SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO

OF.PRE 2014/2017 nº 261/2017

GESTÃO 2014-2017



São Paulo, 21 de agosto de 2017.

Ilmo Sr.
Romeu Donizete Rufino
Diretor Geral do ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica

Assunto: UHE de Porto Primavera
Processo Administrativo nº 48500.004102/2007-74

Prezado Senhor Diretor Geral,

Como é de conhecimento da ANEEL, o Tribunal de Contas da União – TCU, através do Acórdão nº 1253/2016, de 18/05/2016, expediu determinação à Agência Reguladora para que a CESP fosse a busca de licença ambiental necessária ao atingimento da cota 259m, de forma que passasse a cumprir o objeto de seu Contrato de Concessão, conforme destacamos abaixo:

9.2.1 com base nas atribuições definidas no art. 2º e inciso IV do art. 3º da Lei 9.427/1996 e em conformidade com as condições pactuadas na Subcláusula Quinta da Cláusula Terceira e no Anexo 3 do Contrato de Concessão 003/2004-ANEEL-CESP, adote as providências de sua alcada, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da ciência desta deliberação, para exigir da Companhia Energética de São Paulo – Cesp – a adoção de medidas de adequação da capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, nos termos das Resoluções Conama 6/1986 e 237/1997, necessário ao atingimento da cota 259 m prevista no projeto básico da usina; sem prejuízo de aplicar as sanções cabíveis, caso verifique omissão da Cesp no cumprimento das obrigações inerentes à concessão;

Pelo que se deduz dos documentos anexados ao processo na ANEEL nº 48500.004102/2007-74, disponíveis no sítio eletrônico da ANEEL, não houve posicionamento final e resposta da ANEEL ao TCU, entretanto, pode-se constatar que o “Relatório de Análise da Fiscalização para Tomada de Decisão”, relativo ao Termo de Notificação nº 0040/2016 - SFG/ANEEL, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL (SFG/ANEEL), datado de 07/03/2017, conclui que não seria o caso de obrigar a

Rua Genebra, 25 – CEP: 01316-901 – São Paulo – SP
Telefone: (11) 3113-2600 – Fax: (11) 3242-2368
www.seesp.org.br – seesp@seesp.org.br



CESP ir à busca do licenciamento ambiental junto ao IBAMA, necessário ao atingimento da cota 259m prevista no projeto básico da usina e que não foi verificado indício de não conformidade praticada pela CESP na exploração da UHE Porto Primavera.

O objetivo do presente ofício é oferecer alguns subsídios adicionais e algumas sugestões para reflexão que esperamos possam ser considerados pela ANEEL em sua resposta ao TCU.

O “Relatório de Análise da Fiscalização para Tomada de Decisão” está muito bem fundamentado, entretanto, não reconhece particularidades deste empreendimento que, pela sua magnitude, teve o processo de licenciamento para enchimento do reservatório, dividido em três etapas:

- 1^a Etapa - Licença de Operação nº 024/98 emitida pelo IBAMA em 03/11/1998 onde consta a autorização dada para enchimento do reservatório até a cota 253m.
- 2^a Etapa - Licença de Operação nº 121/00 emitida pelo IBAMA em 01/12/2000 onde consta a autorização dada para enchimento do reservatório até a cota 257m.
- 3^a Etapa – Licença de Operação para enchimento do reservatório até a cota 259m não solicitada pela CESP o que poderia ter sido feito após o cumprimento de exigências específicas feitas na Licença de Operação nº 121/00.

Assim não existe nada de anormal ou imprevisto da Licença de Operação nº 121/00 do IBAMA ao não mencionar a operação sazonal na cota 259m, uma vez que a operação nesta nova cota iria requerer um novo pedido de licença, o que nunca foi feito pela CESP.

Tem uma questão fundamental que deveria merecer discussão e reflexão pela Diretoria da ANEEL: se o objeto de uma concessão se tornar ao longo do tempo um investimento imprudente poderá deixar de ser realizado com autorização desta Agência? Entendemos que a abordagem da SFG/ANEEL, em seu relatório esteja muito focada sob o ângulo e ponto de vista dos Agentes do Setor Elétrico, requerendo-se para o caso uma abordagem mais ampla e que considere as especificidades do caso e também o interesse público envolvido.

Na situação particular do empreendimento da UHE Porto Primavera, os investimentos para executar a instalação das unidades geradoras 15^a até 18^a e o enchimento do reservatório até a cota 259m se encontram 90% já realizados sob ponto de vista financeiro (ver Anexo).



SE SINDICATO DOS ENGENHEIROS ESP NO ESTADO DE SÃO PAULO



-3-

Um valor astronômico que corresponde a mais de 10 bilhões de reais já gastos ou se for o caso, entendidos como desperdiçados, para se ter o reservatório e com mais 4 unidades geradoras, certamente, que não se encontrará amortizado ao final da concessão da UHE Porto Primavera (11/07/2028). Deverá ser indenizado pela sociedade brasileira ou por quem não quis executar o escopo original do Contrato de Concessão?

Não estamos a nos referir apenas a desapropriação de terras mas sim a todos outros investimentos feitos em razão do projeto básico ter sido desenvolvido para a cota 259m, a começar pelo comprimento da barragem. O projeto básico seria outro, provavelmente muito diferente do atual, se a obra houvesse sido concebida para a cota final de 257m.

Durante muito tempo, para não se cumprir o que se encontrava no objeto do Contrato de Concessão, se utilizou como justificativa que haveria restrição ambiental do IBAMA quanto ao enchimento do reservatório até a cota 259m, hipótese que acabou sendo afastada pelo próprio IBAMA, após intervenção do TCU. A SFG/ANEEL, em seu relatório, também reconhece que não existe restrição ambiental pelo IBAMA, portanto, a questão agora se resume quando a obrigação da CESP se terá ou não de cumprir aquilo que se encontra estabelecido em seu Contrato de Concessão no que se refere ao enchimento do reservatório.

O processo de privatização da CESP encontra-se em pleno curso, com maiores informações que poderão ser obtidas acessando ao endereço eletrônico www.vendacesp.com.br.

Nossa expectativa é que a ANEEL irá se posicionar em breve perante o Acórdão TCU nº 1253/2016 se irá ou não atender sua determinação e, por consequência, se a CESP terá ou não terá de cumprir o objeto de seu Contrato de Concessão 003/2004-ANEEL-CESP no que se refere ao enchimento do reservatório na cota 259m, pois sem esta definição é completamente inviável a transferência de seu controle acionário para a iniciativa privada.

Um outro aspecto que pedimos que seja avaliado pela ANEEL é se a competência legal para deixar de cumprir o que se encontra no Contrato de Concessão 003/2004-ANEEL-CESP, no que se refere o não atingimento a cota máxima de 259m, que corresponde a deixar de executar o reservatório, e que implica em Aditamento ao Contrato de Concessão, não seja da ANEEL mas sim do Ministério de Minas e Energia.



-4-

Temos ampla convicção que é imprescindível que no processo decisório que porventura venha liberar a CESP do cumprimento parcial do objeto de seu Contrato de Concessão seja especificado quem terá de arcar com os investimentos não amortizados relativos a parte das obras que se refere a instalação das unidades geradoras 15^a até 18^a e enchimento do reservatório até a cota 259m.

Colocamo-nos a disposição para esclarecimentos.

Atenciosamente,


Eng. João Carlos Gonçalves Bibbo
Presidente em Exercício



ANEXO

DADOS SOBRE A UHE PORTO PRIMAVERA

A UHE Porto Primavera é o empreendimento de geração de energia elétrica com a maior envergadura do País, face as suas colossais dimensões.

Toda a desapropriação de áreas para construção do empreendimento foi feita considerando o enchimento do reservatório em sua cota máxima, conforme consta a Resolução da ANEEL nº 30, de 24/02/1999 , que declarou de utilidade pública a área necessária de implantação da 2^a e 3^a. Etapa da UHE Porto Primavera.

As áreas atingidas ou a serem atingidas pelo reservatório do Porto Primavera e volumes de água armazenados, conforme características técnicas do empreendimento, são:

- Antes do enchimento do reservatório: 400 km² de área e $1,73 \times 10^9$ m³ de volume.
- Na cota 253m: 1.463 km² de área e $8,524 \times 10^9$ m³ de volume (1^a etapa do enchimento do reservatório).
- Na cota 257m: 2.044 km² de área e $15,707 \times 10^9$ m³ de volume (2^a etapa do enchimento do reservatório).
- Na cota 259m: 2.250 km² de área e $20,001 \times 10^9$ m³ de volume (3^a etapa do enchimento do reservatório – ainda não realizada).

Pelas informações colhidas junto à CESP, em relação a área adicional para passar o nível de enchimento do reservatório de 257m para 259m, que é de 206 km², encontram-se desapropriados 205,4 km² (99,7%). Segundo fomos informados, as áreas desapropriadas encontram-se cercadas, recebem vigilância e não se encontram ocupadas por invasores.

A barragem com 11.380 m de extensão, sendo 1.004 m de concreto para a tomada d'água e vertedouro e mais 10.376 m de aterro de terra, e com o reservatório com 250 km de comprimento, se constitui no maior empreendimento hidrelétrico do país em termos físicos (não em produção de energia), certamente, teria suas dimensões expressivamente reduzidas se o projeto já houvesse, desde o início, sido desenvolvido para operação da usina hidrelétrica à fio d'água na cota 257m. A eclusa para transposição do desnível da barragem também foi projetada e executada para a cota máxima de inundação de 259m.

Outros dados que demonstram a vultuosidade da obra, toda executada para a cota 259m:

- Montagem eletromecânica: 68.333.222 kg.
- Volume de concreto: 2.194.065 m³
- Escavação comum e escarificável: 11.223.129 m³
- Escavação em rocha: 4.329.647 m³
- Remoção de ensecadeiras: 4.329.647 m³
- Aterro compactado: 17.984.974 m³
- Aterro lançado: 5.837.268 m³
- Filtros e trincheira: 1.097.501 m³
- Enrocamentos e transição: 4.589.699 m³
- Solo cimento: 196.508 m³

Tem ainda outro aspecto a ser considerado que a mudança de 18 unidades geradoras para 14 unidades geradoras, somente veio a ocorrer quando muitos dos equipamentos da 15^a unidade até a 18^a unidades geradoras já haviam sido adquiridos.

Destaca-se que os ganhos para o sistema elétrico seriam oriundos não apenas do aumento da potência instalada, mas também de uma maior geração de energia regularizável, com o reservatório permitindo também um melhor aproveitamento dos períodos de hidrologia favorável e aumentando o despacho em horários de ponta do sistema.

Como é de conhecimento do ONS a UHE Porto Primavera opera a fio d'água no entanto, caso o reservatório existisse, evitar-se-ia que a água fosse desperdiçada pelos vertedouros. Nessa hipótese, a água poderia ser armazenada para uso futuro em horários de ponta e em períodos de estiagem.

A regularização de vazão propiciada pelo reservatório com capacidade de armazenamento de cerca de 4,3 bilhões de m³ contribuiria também para o ganho em produção de energia da UHE Itaipu, que fica a jusante de Porto Primavera no Rio Paraná, pois seria possível controlar o fluxo do rio e a quantidade de água que chega à usina de Itaipu, 500km à frente. Como Itaipu não possui capacidade de armazenamento, é obrigada a liberar a passagem da água excedente, sem gerar energia.

Caso o reservatório de Porto Primavera fosse executado, a usina de Itaipu poderia não verter água, contendo enchentes, como tem ocorrido ao longo dos anos.

Além de favorecer ao sistema em razão do melhor aproveitamento de Itaipu, também não há impedimento por parte do IBAMA para que a usina atinja a cota 259m, mas, pelo contrário, em toda a documentação do órgão ambiental, há referência para a cota máxima. Em relação aos recursos já despendidos, vale registrar que:

- já foram realizadas as obras civis e a aquisição de equipamentos para o atingimento da cota de 259m e a instalação de mais quatro Unidades Geradoras, tais como:
- a barragem de terra em toda a sua extensão de aproximadamente 11km está em operação para a cota 259m, inclusive com quebra-ondas instalados;
- as obras civis das unidades geradoras 15^a à 18^a estão concluídas, restando montante aproximado de 5.000m³ de concreto secundário a ser finalizado;
- a maior parte dos equipamentos eletromecânicos das unidades geradoras 15^a até 18^a encontra-se adquirida e estocada em área da própria usina;
- as peças fixas que vão embutidas no concreto secundário das unidades de geração 15^a à 18^a estão montadas;
- as comportas de emergência da tomada d'água relativas às unidades geradoras 15^a à 18^a estão montadas;
- as pontes rolantes auxiliares e principal da casa de força estão montadas para operar todas as 18 unidades geradoras;
- os pisos nas cotas 235m, 240m e 245m, compreendidos nos eixos A/B, B/C, C/D e D/E estão prontos para todas as dezoito unidades geradoras;
- subestação compacta com todos os módulos instalados, incluindo os módulos para a entrada para as dezoito unidades geradoras;
- a eclusa para transposição do desnível da barragem foi projetada e executada para a cota máxima de inundação de 259m.

Se encontra devidamente esclarecido que não existe como nunca existiu restrição do IBAMA para liberação para enchimento da 3^a etapa do reservatório de Porto Primavera pois não houve pedido a este respeito, bem como, não ocorreram invasões, uma vez que a CESP sempre manteve inúmeros postos de vigilância, assumindo assim altos gastos, para prevenir e impedir as invasões e ocupações irregulares.

Também não se pode afirmar que a CESP, ou pelo menos seu atual controlador, Governo do Estado de São Paulo, seja contrário a conclusão da UHE Porto Primavera, conforme iremos expor a seguir.

O Plano Paulista de Energia – PPE 2020 foi preparado pela Secretaria Estadual de Energia, discutido e aprovado pelo Conselho Estadual de Energia e sancionado pelo Governador do Estado de São Paulo em 18/07/2013 e se encontra disponível para consulta no endereço eletrônico da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo ou o endereço abaixo:

<http://archive.is/CmPFs>

Constata-se que o Plano Paulista de Energia 2020, recomenda como necessárias para o horizonte de até 2020 a execução de obras que deixaram de ser realizadas em Porto Primavera:

8.1.2.2. Motorização Hidráulica Adicional - Repotenciação

As usinas hidrelétricas(UHEs) apresentam o menor custo de geração, sendo elevado o investimento para implantação da usina (R\$ 2.500/kW instalado) e seu tempo médio de construção (quatro a cinco anos em condições normais). Hidrelétricas têm vida útil de 30 anos, período que pode ser ampliado com a modernização e repotenciação de usinas (troca de turbinas e geradores desgastados). Não há custo de combustível, embora haja custos de manutenção. Energia hidrelétrica é fonte energética prioritária no sistema elétrico brasileiro e componente fundamental da operação energética do sistema. Apresenta vantagens por não emitir gases de efeito estufa; mas seus impactos ambientais são relevantes com o desenvolvimento das novas usinas em áreas sensíveis, resultando em elevação dos custos de construção, com a implantação de medidas de preservação do meio ambiente.

As UHEs Três Irmãos e Porto Primavera foram concebidas para um número de unidades geradoras superior ao instalado atualmente. A UHE Três Irmãos conta atualmente com cinco geradores de 161,5 MW, totalizando 807,5 MW, com possibilidade de instalação de mais três geradores, adicionando 484,5 MW à potência atual. A UHE Porto Primavera tem atualmente potência instalada de 1.540 MW, com 14 unidades geradoras instaladas de 110 MW, com possibilidade de instalação de mais quatro geradores, representando uma potência adicional de 440 MW. O mesmo acontece com as usinas Taquaruçu e Rosana, sendo que a primeira conta atualmente com cinco geradores, totalizando 554 MW e possibilidade de instalação de mais um gerador de 105 MW. A UHE Rosana conta atualmente com quatro geradores, com potência instalada de 372 MW e possibilidade de instalação de mais um gerador de 88,5 MW.

...

8.5. Conclusões

Para o cenário considerado, foram examinados os aspectos relativos à segurança energética, bem como os impactos sobre o sistema de

transmissão de energia elétrica de São Paulo, permitindo-se chegar a algumas conclusões, que serviram para nortear as ações propostas:

...

• uma alternativa importante e altamente recomendável, para melhorar a segurança energética, é a repotenciação de usinas hidroelétricas localizadas no estado, para aumentar a capacidade de atendimento da ponta de carga e das necessidades de reserva de potência. Essa repotenciação pode ser feita tanto nas unidades existentes como através da instalação de unidades adicionais em usinas, que já possuem espaço para esta expansão. Entretanto, devido à legislação vigente no setor elétrico, este tipo de investimento não tem sido viável economicamente; (grifo nosso)

Fica claro que são razões de ordem econômica que ditaram a não execução da 15^a até a 18^a unidade geradora e também o não enchimento do reservatório na cota 257/259m.

Enquanto que a CESP enquanto estatal, ainda que não tenha executado o projeto da UHE Porto Primavera de forma integral, sempre zelou para que a futura ampliação não viesse a ser inviabilizada, com vigilância permanente das áreas desapropriadas, o futuro Controlador da CESP certamente ficará incomodado de ter de cuidar de extensas áreas de terra que lhe serão improdutivas, daí uma possibilidade de alienação destas áreas ou até afrouxamento da vigilância contra ocupações irregulares possa ser bastante previsível, se houver omissão do Poder Concedente a este respeito.

Conforme consta da citada Resolução da ANEEL nº 30, de 24/02/1999:

Art. 1º ...

§ 2º A Companhia Energética de São Paulo - CESP deverá fiscalizar as terras destinadas à formação do reservatório, bem como as demais necessárias à instalação da UHE Porto Primavera, promovendo a gestão sócio-patrimonial das mesmas.

O comando regulatório, a nosso ver, não é suficiente para garantir a viabilização do enchimento reservatório, requerendo medidas específicas de controles que impeçam a ocupação irregular.

Ofício nº 528/2017-SFG/ANEEL

Brasília, 15 de setembro de 2017.

Ao Senhor
João Carlos Gonçalves Bibbo
 Presidente em Exercício do
 Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo - SEESP
 São Paulo - SP

Assunto: UHE Porto Primavera – Atendimento à determinação do TCU fixada no Acórdão nº 1253/2016-TCU-Plenário (TC 019.724/2015-2).
 Processo nº 48500.004102/2007-74

Senhor Presidente em Exercício,

1. Por meio do Ofício OF.PRE 2014/2017 nº 261/2017, de 21 de agosto de 2017, o Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo – SEESP encaminhou correspondência à ANEEL realizando, entre outras, as seguintes afirmações e questionamentos para o assunto em epígrafe: (I) "... não houve posicionamento final e resposta da ANEEL ao TCU ..."; (II) "... se o objeto de uma concessão se tornar ao longo do tempo um investimento prudente poderá de ser realizado com autorização dessa agência? Entendemos que a abordagem da SFG/ANEEL, em seu relatório esteja muito focada sob o ângulo e ponto de vista dos Agentes do Setor Elétrico, requerendo-se para o caso uma abordagem mais ampla e que considere as especificidades do caso ..."; (III) "...Um valor astronômico que corresponde a mais de 10 bilhões de reais já gastos ... deverá ser indenizado pela sociedade brasileira ou por quem não quis executar o escopo original do Contrato de Concessão?...".

2. Em resposta ao Ofício do SEESP, informamos que por meio do Ofício nº 12/2017-AIN/ANEEL, de 31 de março de 2017, a ANEEL encaminhou ao TCU os resultados nos trabalhos efetuados por esta Agência visando atender à determinação fixada no subitem 9.2.1. do Acórdão nº 1253/2016-TCU-Plenário (TC 019.724/2015-2).

3. Outrossim, visando propiciar uma avaliação ampla das questões levantadas no Ofício OF.PRE 2014/2017 nº 261/2017, de 21 de agosto de 2017, informamos que o referido expediente também é de conhecimento da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG.

4. Permanecemos à disposição para esclarecimentos adicionais que sejam necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
 Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Geração

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

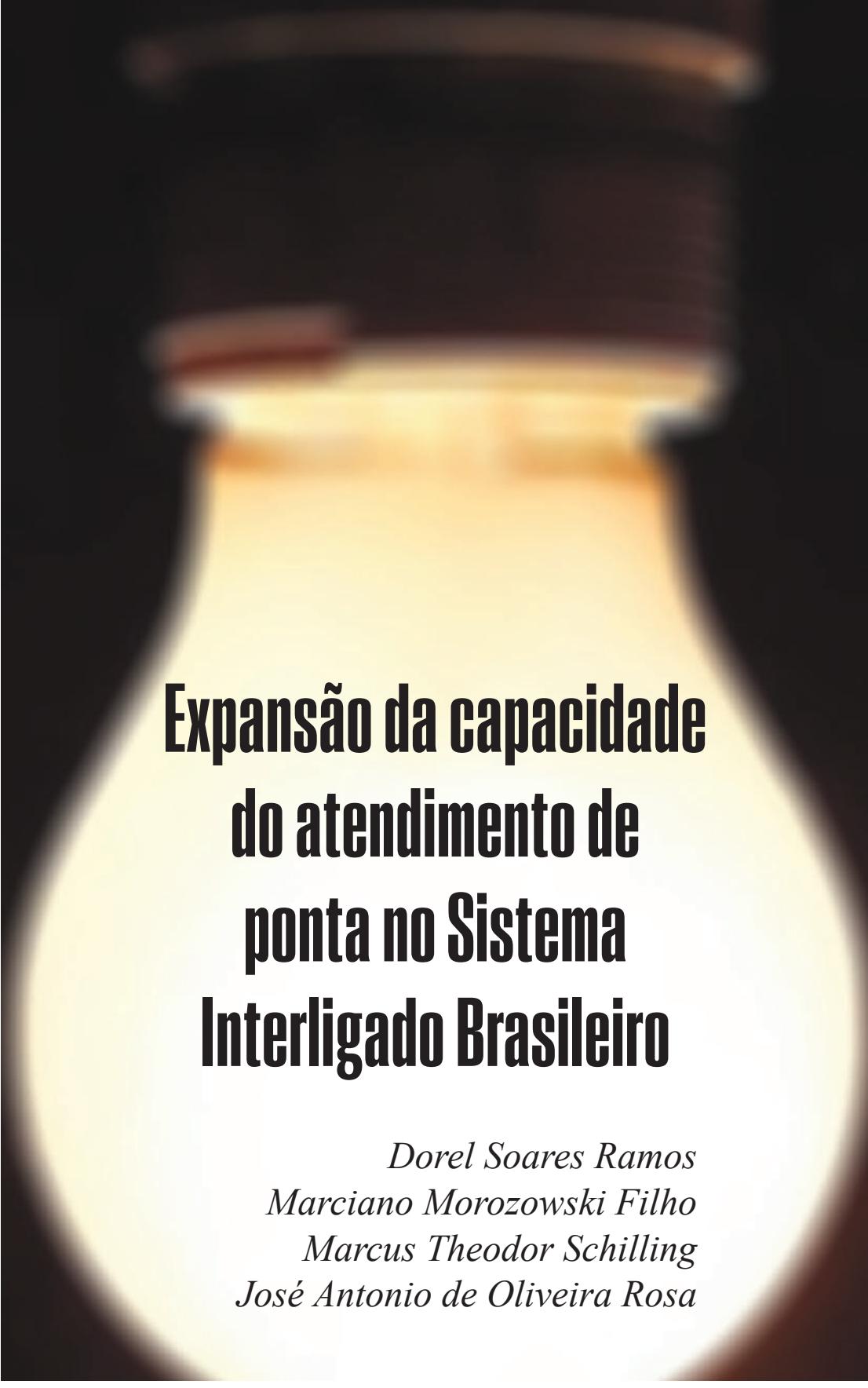


48532.005278/2017-00
 SFG/Lincoln

ARQUIVO ASSINADO DIGITALMENTE. CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: FD96CAA300411FC4.

CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>





Expansão da capacidade do atendimento de ponta no Sistema Interligado Brasileiro

*Dorel Soares Ramos
Marciano Morozowski Filho
Marcus Theodor Schilling
José Antonio de Oliveira Rosa*

RESUMO

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a ausência de regulação específica para comercializar serviços de reserva de potência, em horizonte de longo prazo, acarreta a subvalorização dos ativos de geração, notadamente nos casos em que investimentos adicionais permitiriam ampliar a capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, a baixo custo. A correta valoração desse tipo de investimento teria consequências importantes em médio prazo, pois permitiria reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os preventivos, refletidos por despacho térmico, quanto os corretivos, incorridos na recuperação de perdas de produção e outras devidas a interrupções de longa duração.

Palavras-chave: planejamento; desenvolvimento sustentável; política energética; marco regulatório; motorização adicional.

ABSTRACT

Within the current regulatory model of the Brazilian electricity sector, the lack of specific regulation for the market power reserve services in the long term leads to the underestimation of generation assets, especially in cases where additional investment would enable increasing the installed capacity of existing hydroelectric plants at low cost. A correct evaluation of such investment would have important consequences in the medium term, it would reduce the social energy shortage costs, both preventive, reflected by thermal dispatch, as well corrective, incurred in the recovery of production losses and others due to long-duration interruptions of energy supply.

Keywords: planning; sustainable development; energy policy; regulatory market rules; power plants retrofit.

No atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, a garantia física de energia de uma central hidrelétrica é definida no contrato de concessão, juntamente com a respectiva potência assegurada. Em conjunto, formam o lastro para comercializar energia, que por sua vez define as receitas potenciais de uma empresa geradora.

Como essas receitas definem o valor dos ativos de geração, o valor das usinas existentes dependerá apenas da garantia física de energia enquanto não houver a valoração comercial da garantia física de potência. Essa dicotomia revela uma lacuna regulatória no tratamento da geração média e máxima das centrais geradoras. Embora fisicamente indissociáveis (não é possível atender à demanda de ponta sem gerar energia e vice-versa), são grandezas desvinculadas entre si, tanto no processo de planejamento quanto no de comercialização de energia elétrica.

No processo de planejamento do sistema de geração, os critérios de expansão são expressos em termos de economicidade e de confiabilidade de atendimento aos requisitos de energia. O atendimento aos requisitos de potência é realizado de forma subsidiária, apenas como verificação da suficiência de potência no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa verificação tem evoluído nos últimos anos, ainda com caráter determinístico, pois não considera aspectos probabilísticos da confiabilidade de geração, de forma

específica ou combinada com falhas de transmissão (confiabilidade composta).

No processo de comercialização, a garantia física de potência, embora exigida como lastro para comercializar energia, não constitui ainda um serviço com valor comercial importante, embora seja essencial para a confiabilidade de suprimento (como reserva de confiabilidade). Hoje, os agentes geradores e comercializadores devem estar lastreados em potência, o que tem originado transações praticamente *ex-post* para fechamento de diferenças não contratadas.

A ausência de regulação específica para comercializar serviços de reserva de potência, em horizonte de longo prazo, acarreta a subvalorização dos ativos de geração, notadamente nos casos em que investimentos adicionais permitiriam ampliar a capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, a baixo custo, em um momento em que são notórias as evidências de que o SIN carece de

DOREL SOARES RAMOS é professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Poli-USP.

MARCIANO MOROZOWSKI FILHO é membro da System Dynamics Society e também senior member do Institute of Electric and Electronic Engineers (IEEE).

MARCUS THEODOR SCHILLING é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense.

JOSÉ ANTONIO DE OLIVEIRA ROSA é engenheiro especialista do Departamento de Planejamento da Companhia Energética de São Paulo (Cesp).

adição de capacidade instalada (Porto Primavera e Três Irmãos, da Cesp, por exemplo).

A correta valoração dos serviços de geração teria consequências importantes em médio prazo, pois permitiria reduzir os custos sociais de interrupção, tanto os preventivos, refletidos nos encargos de serviço do sistema, quanto os corretivos, incorridos na recuperação de perdas de produção e outras devidas a interrupções de longa duração, refletidas nos custos sociais de interrupção.

A assimetria de tratamento regulatório na comercialização de energia (MWh) e de potência (MW) decorre, em grande parte, da origem e natureza do sistema gerador brasileiro, de base hidrelétrica. Nesse sistema, a grandeza determinante dos custos de expansão (investimento) tem sido historicamente a demanda de energia. A entrega de potência, nos limites definidos pela legislação, é vista como “consequência natural” da comercialização de energia, sem o devido reconhecimento, na legislação setorial, do crescente papel da correta alocação espacial da capacidade instalada sobre a confiabilidade de suprimento.

O tratamento probabilístico dos aspectos de confiabilidade na gestão do sistema gerador brasileiro foi introduzido nos anos 1980. Nesse período, foram desenvolvidos diversos métodos e modelos computacionais, grande parte dos quais baseados em técnicas de programação matemática. Essas metodologias, embora ainda adequadas às características do sistema elétrico brasileiro, foram implementadas em contexto regulatório distinto do atual modelo setorial, concebido e instituído no biênio 2003-2004. Em avaliações da capacidade de suprimento do SIN para os períodos de demanda máxima, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS constatou problemas no suprimento de ponta nos subsistemas Sul e Sudeste desde 2010. Esses problemas, superados pelo aumento do despacho termelétrico, estão sendo particularmente intensificados desde 2014, como resultado da combinação de dois fatores:

- entrada de termelétricas licitadas no leilão de energia nova (LEN A-5) de 2008, que contribuirão proporcionalmente menos para a capacidade de atendimento da demanda de potência;
- ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidrelétricas, devido à

“socialização” dos resultados desses investimentos no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).

Esses fatos indicam a importância de mecanismos de incentivo que creditem os benefícios de capacidade de ponta aos agentes que realizarem investimentos em capacidade instalada adicional. Dessa forma, a sistemática apresentada no artigo busca explicitar como possíveis aumentos na capacidade instalada de hidrelétricas repercutirão no desempenho futuro do SIN, bem como os aperfeiçoamentos regulatórios que estimulariam os agentes geradores a investir na expansão da capacidade instalada de plantas existentes, seja por comissionamento de novas unidades, seja por repotenciação de unidades já instaladas.

CAPACIDADE HIDRELÉTRICA ADICIONAL: ÓTICA SISTÊMICA

A ampliação de capacidade em hidrelétricas com provisão para instalação de unidades geradoras adicionais apresenta benefícios sob a ótica tanto do sistema como do mercado. Esses benefícios são evidenciados por dados de desempenho do sistema, em horizonte de médio (ONS) e de longo (Empresa de Pesquisa Energética – EPE) prazos. Esses dados, juntamente com os resultados da contabilização comercial (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), corroboram a relevância e oportunidade de ampliar a capacidade instalada em hidrelétricas existentes.

Horizonte de curto prazo

Desde 2010, o ONS vem encontrando dificuldades para atender à carga de ponta nas regiões Sul e Sudeste, as quais vêm sendo superadas por meio do aumento do despacho termelétrico, que, como já foi dito, tem se intensificado desde 2014, em face da entrada em operação de termelétricas vencedoras do leilão de energia nova de 2008¹.

1 Por razões econômicas, termelétricas, quando despachadas, devem operar com alto fator de capacidade. Nessas condições, contribuem proporcionalmente menos que as hidrelétricas para o atendimento da demanda de ponta.

FIGURA 1

RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA
REGIÃO SUDESTE (MW) – 5/2/2010



Fonte: ONS, PMO, março de 2010

O quadro de reserva de potência operativa (RPO) em 5/2/2010 (Figura 1) mostra o não atendimento, desde então, dos critérios de RPO. A Região Sul complementou os requisitos de ponta das regiões Sudeste e Centro-Oeste com aumento de geração térmica².

Dentre as medidas adotadas pelo ONS para contornar a insuficiência de RPO, destacam-se: exploração ao máximo da disponibilidade do complexo Jorge Lacerda na Região Sul (Figura 2) e de termelétricas na Região Sudeste; despacho de usinas com custo variável unitário (CVU) de até R\$ 322/MWh; postergação de manutenções preventivas; transferência de reserva de potência entre subsistemas e importação de energia da Argentina.

Ainda nesse horizonte, os balanços de garantia física, no SIN (Figura 3) e na Região Sul (Figura 4), mostram que a oferta, embora balanceada no SIN, não está distribuída de acordo com os requisitos das regiões, cujo atendimento depende fortemente das interligações regionais. Embora esse desequilíbrio, por si só, não signifique aumento do risco de racionamento, essa distribuição de oferta levará certamente a intensos fluxos de potência

inter-regionais, que podem afetar a confiabilidade do sistema.

De fato, há sobras significativas de contratos de energia no SIN, que evoluirão de 2.400 MW médio em 2012 para quase 7.600 MW médio em 2016 (valores de março de 2012). Essas sobras se concentram principalmente no Nordeste. No Sul, Sudeste e Centro-Oeste há déficits localizados a partir de 2013.

Horizonte de médio prazo

O ONS tem mostrado que as condições de atendimento à demanda de ponta do SIN vêm se agravando, devido principalmente à expansão da oferta hidrelétrica por meio de usinas sem reservatório. Em decorrência, a sazonalidade hidrelétrica vem se acentuando, aumentando a necessidade de despacho térmico acima da inflexibilidade para atender à ponta de carga.

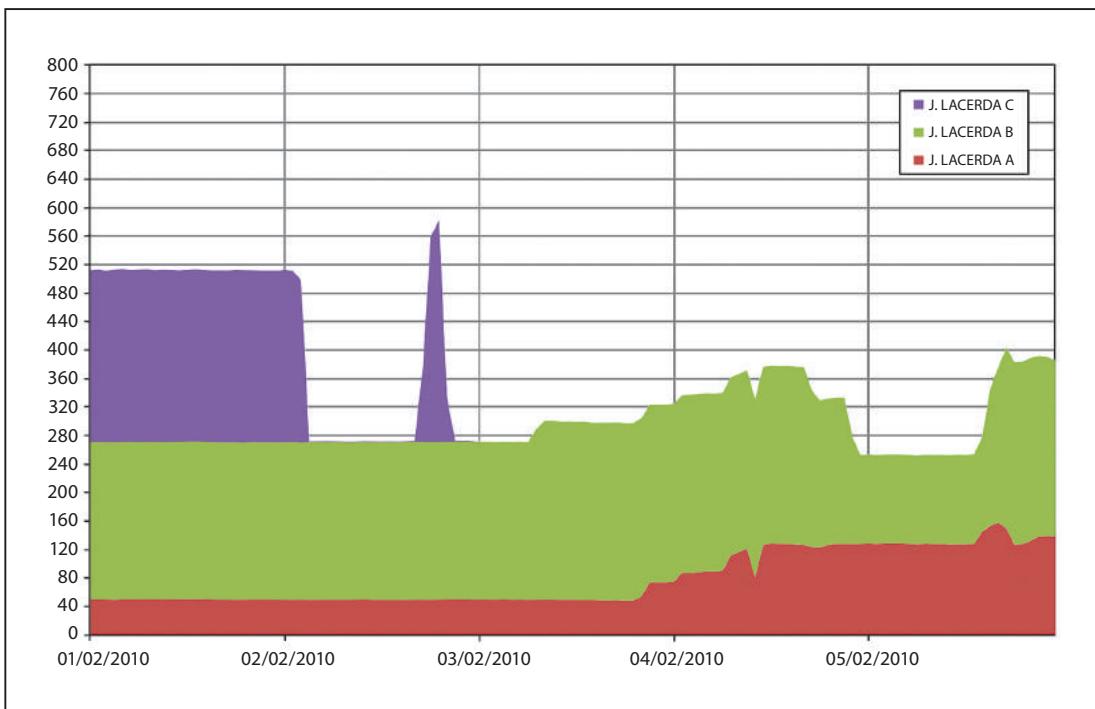
Essa situação, que ocorre desde 2010, tende a se agravar com o aumento de participação de quase 500% da fonte eólica (e simultânea redução da hidrelétrica) na oferta de geração até 2015 (ver Tabela 1), extraída do Plano de Operação Energética (PEN) de 2011.

O expressivo aumento da oferta eólica, além de reduzir a capacidade de regularização do sistema, apresenta outros desafios para a operação

2 Para contornar esse tipo de problema e superar a baixa disponibilidade de potência no horário de ponta de carga do SIN, o ONS vem se valendo do despacho de térmicas fora da ordem de mérito e da postergação de pedidos de manutenção.

FIGURA 2

GERAÇÃO TERMELÉTRICA NA REGIÃO SUL



Fonte: ONS, PMO, fevereiro de 2010

FIGURA 3

OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA: BALANÇO DO SIN

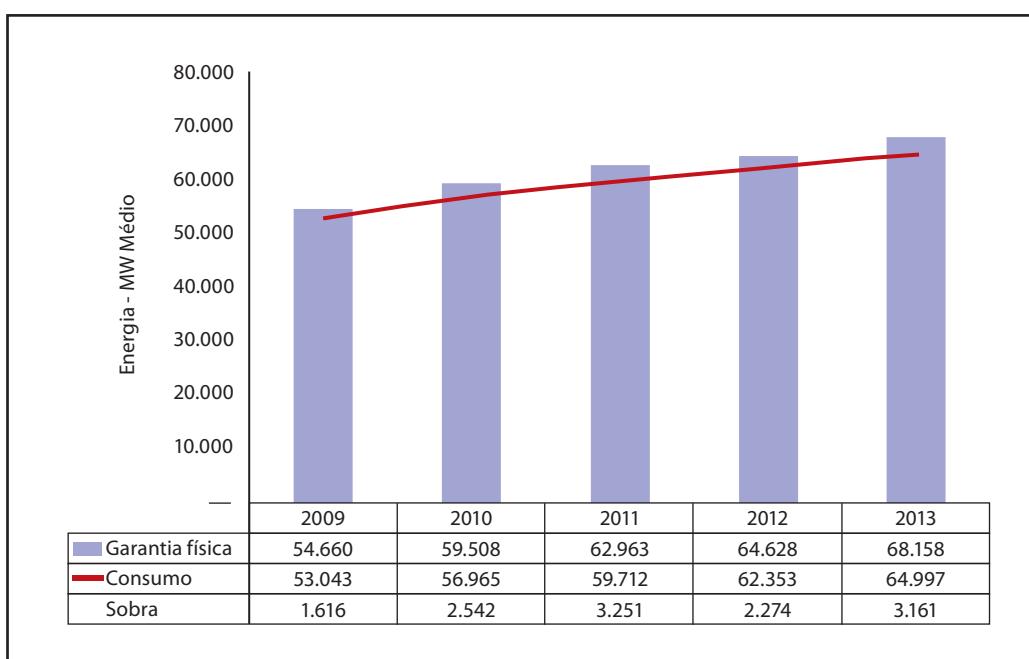
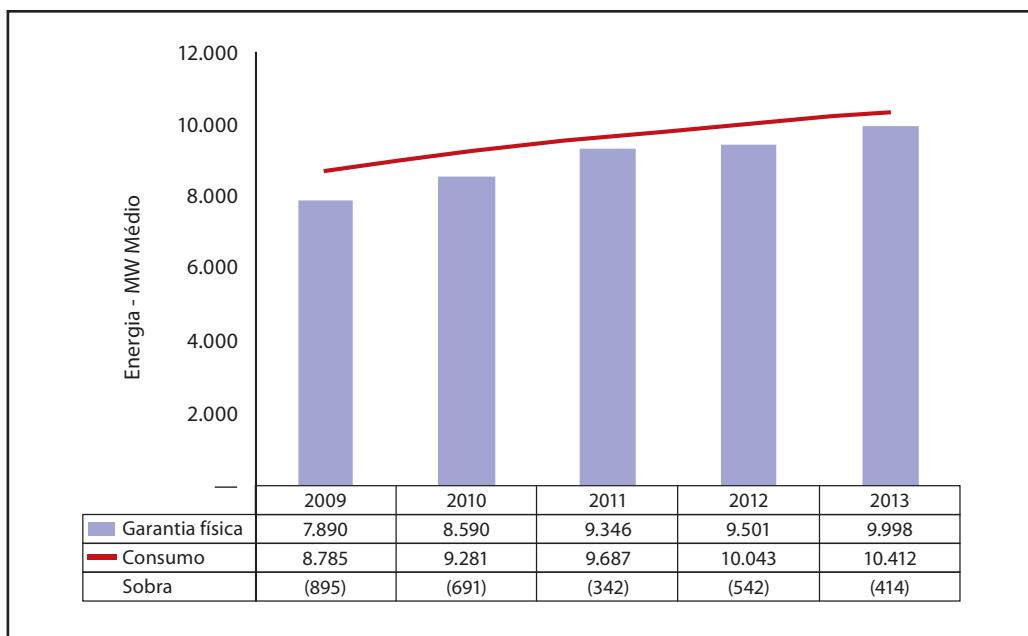


FIGURA 4

OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA: BALANÇOS REGIONAIS – REGIÃO SUL

**TABELA 1**

OFERTA 2010 A 2015 – PARTICIPAÇÃO POR FONTE

Fonte	2010		2015		Crescimento 2010-2015	
Hidráulica	85.690	79,3%	98.035	71%	12.345	14%
Nuclear	2.007	1,9%	2.007	1,5%	–	0%
GN/GNL	9.263	8,6%	12.180	8,9%	2.917	32%
Carvão	1.415	1,3%	3.205	2,3%	1.790	127%
Biomassa	4.577	4,2%	7.272	5,3%	2.695	59%
Óleo	4.212	3,9%	9.913	7,3%	5.701	135%
Eólica	826	0,8%	5.248	3,8%	4.422	535%
Total	107.990	100%	137.860	100%	29.879	28%

Fonte: PEN, 2011

do SIN, pois parcela importante dessa oferta é proveniente de parques eólicos no Nordeste. A concentração de projetos eólicos traz consigo outra desvantagem: alto grau de dependência do regime de ventos regional.

Parques eólicos costumam ser instalados em locais próximos, aproveitando as características topográficas favoráveis em cada região. Os parques eólicos assim localizados apresentam alto

fator de capacidade e produção espacialmente correlacionada, ou seja, um “período eólico favorável” determina uma produção elevada em todos os parques. Da mesma forma, um “período eólico crítico” afeta toda a geração eólica regional³. Tanto num caso como no outro, a solução

³ Esse tipo de falha é designado “modo de falha comum” na Teoria da Confiabilidade.

técnica mais indicada é o reforço do sistema de transmissão, localmente ou entre regiões. Ocorre, porém, que a frequência e/ou severidade das situações de estresse são insuficientes para justificar economicamente os reforços em troncos de interligação. Como em geral a condição crítica de atendimento está restrita ao horário de ponta de carga, a motorização adicional de hidrelétricas existentes constitui uma alternativa interessante. Em síntese, as alternativas de solução consistem em:

- repotenciar hidrelétricas existentes com poços disponíveis;
- reforçar interconexões e redes locais estratégicas;
- regionalizar a oferta em leilão de eólicas.

Caso contrário, corre-se o risco de haver, em algumas situações operativas, alguma região exportadora com sobra de energia que não pode ser exportada para as demais regiões e, na falta momentânea de ventos, tornar a operação do sistema insegura. Outra evidência dessa situação é a perda da capacidade de ponta por deplecionamento de usinas com reservatório, com consequências sobre o desempenho do SIN, quais sejam:

- perda gradual de regularização, com uso mais intenso dos reservatórios, ao final de cada estação seca, ocasionando perdas por deplecionamento da ordem de 4,5 GW;
- desligamento sistemático da segunda casa de força de Tucuruí, no fim de cada ano, com perda de aproximadamente 5,6 GW;
- controle de tensão do sistema de 440 kV no verão, que limita sistematicamente a plena disponibilidade de potência das usinas conectadas a essa malha, com perda de 1,4 GW;
- manutenções programadas (inadiáveis) e não programadas, totalizando cerca de 5 GW.

A Tabela 2 apresenta a disponibilidade de potência no SIN em novembro de 2010, mostrando também a perda total de potência (~19 GW) no sistema.

Nessas condições, o atendimento à ponta de carga do SIN (dentro dos critérios de RPO), no período 2013-2015 (Figura 5) exigiria o aumento do despacho térmico. Como alternativa, a motorização de poços existentes (Tabela 3) permitiria adiar o problema para 2015 (Figura 6), mesmo levando-se em conta os prazos necessários para construção e ajustes na regulação.

TABELA 2

DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA NO SIN – NOV./2010 (MW)

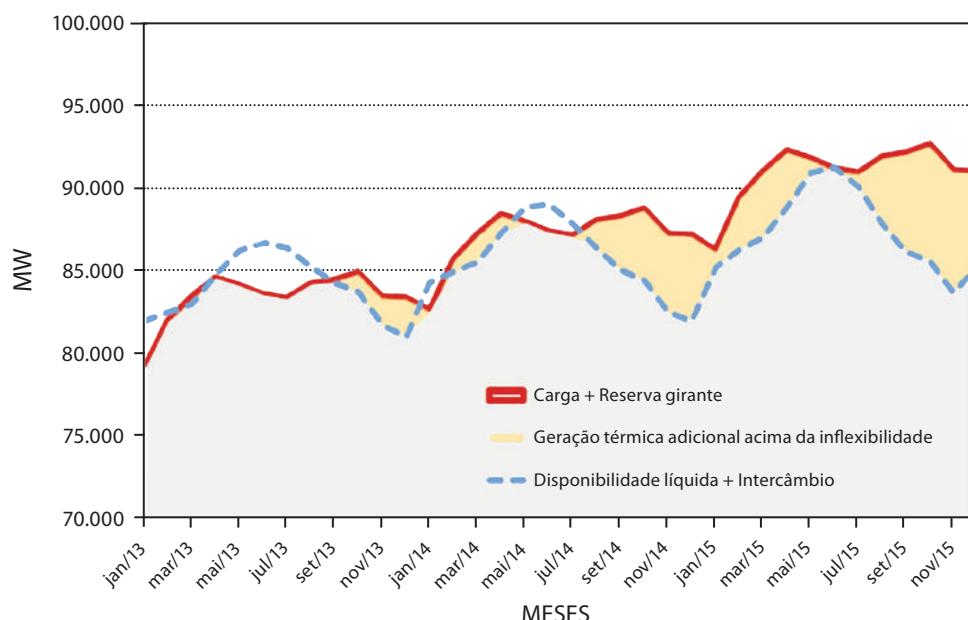
	SE/CO	UHE Itaipu	S	NE	N	Total (MW)
Potência instalada	26.398	12.600	13.388	11.384	11.646	75.416
Perda por deplecionamento	3.090	0	1.117	307	5.824(*)	10.338
Manutenção	2.243	0	1.497	1.011	330	5.081
Restrição elétrica	2.012	–	–	–	–	2.012
ANDE	–	950	–	–	–	950
Disponibilidade final	18.972	11.650	10.774	10.066	5.492	56.954
Perda total (MW)						18.462

* Tucuruí II

Fonte: ONS

FIGURA 5

DESPACHO ACIMA DA INFLEXIBILIDADE PARA PONTA:
SEM REFORÇO DE CAPACIDADE



Fonte: ONS

TABELA 3

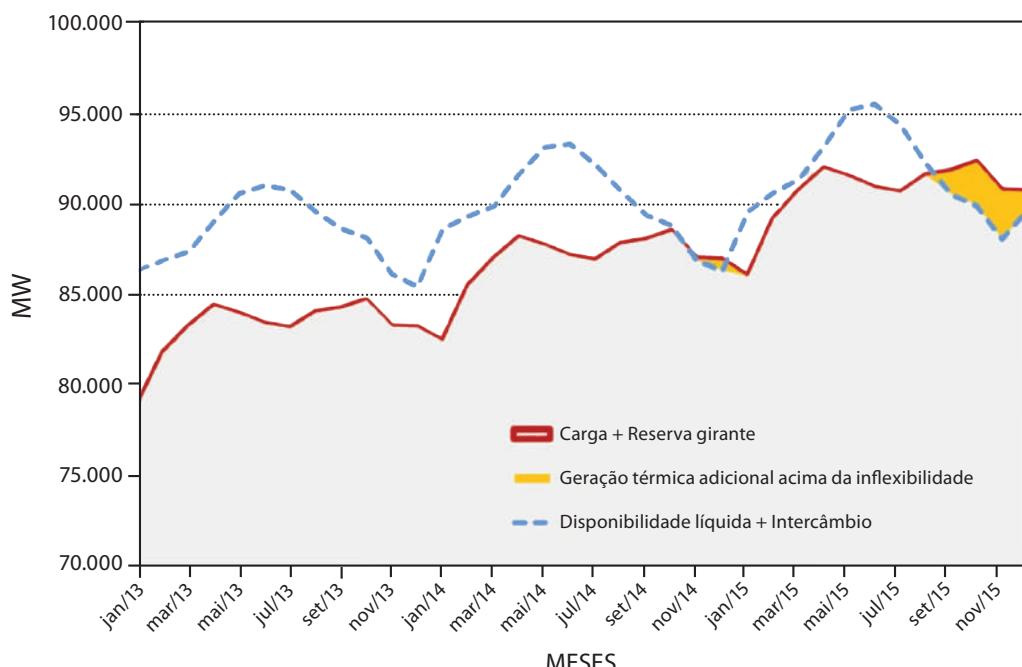
POÇOS EXISTENTES

Usina	Subsistema	Potência disponível (MW)
Cachoeira Dourada	SE/CO	105
Curuá-uma	N	10
G. B. Munhoz	S	838
Três Irmãos	SE/CO	485
Itaparica	NE	1.000
Jaguara	SE/CO	213
Porto Primavera	SE/CO	440
Rosana	SE/CO	89
São Simão	SE/CO	1.075
Salto Santiago	S	710
Taquaruçu	SE/CO	105
Três Marias	SE/CO	123
Total com repotenciação (MW)		5.193

Fonte: Abrage

FIGURA 6

DESPACHO ACIMA DA INFLEXIBILIDADE PARA PONTA:
MOTORIZAÇÃO DE USINAS EXISTENTES



Fonte: ONS

Horizonte de longo prazo

A EPE vem registrando, nos planos decenais de energia (PDE), a perda de regularização hidrelétrica, o que explica, em grande parte, o aumento do despacho térmico por razões elétricas. Registra-se também a variabilidade de oferta de potência hidrelétrica entre os períodos seco e úmido, com esgotamento da oferta de potência para atender à ponta no Sul (a partir de 2014) e no Norte (2014 e 2015), de forma isolada⁴. O PDE 2021 enfatiza a predominância hidrelétrica e a acentuada sazonalidade das usinas da Região Norte. Destaca também a disponibilidade termelétrica e a crescente participação de fontes eólicas no Nordeste, que também apresentam acentuada sazonalidade. Nos cenários hidrológicos analisados, os déficits

só ocorrem após 2019, com probabilidade de 1%, aproximadamente. A maior profundidade de déficit corresponde a 1,6% da demanda do SIN.

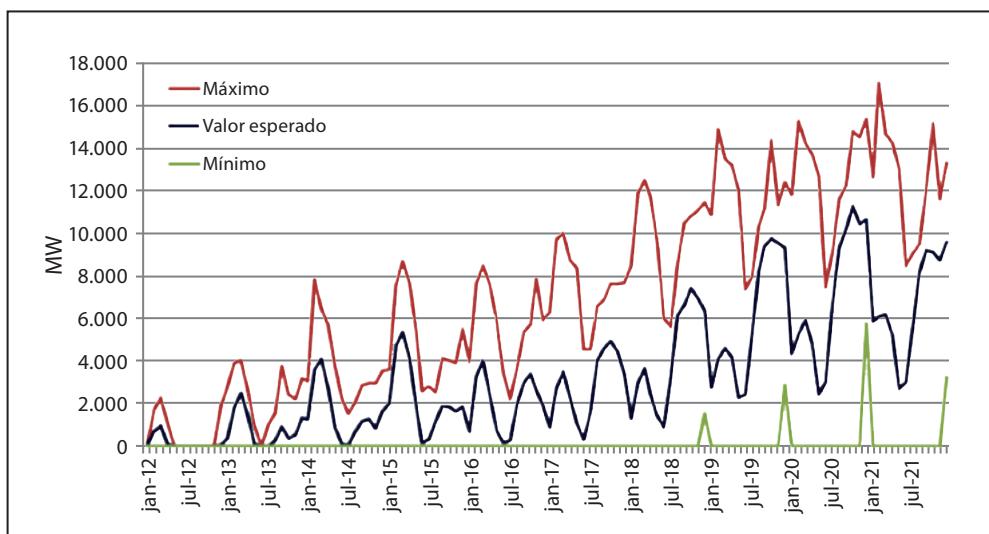
As sobras de potência em cada região apresentam valores negativos nas regiões Sudeste e Sul, eventos de baixa probabilidade que ocorrem no final do horizonte. No caso do Sul, esses valores evidenciam a característica importadora dessa região. As sobras significativamente baixas da Região Norte e elevadas da Nordeste se devem ao fato de a metodologia aplicada priorizar o atendimento por fontes de CVU nulo. As regiões Norte e Nordeste apresentam grande disponibilidade de geração hidrelétrica e termelétrica, respectivamente. Nos últimos anos do horizonte, a capacidade de fornecimento do Nordeste, considerando os limites de intercâmbio, pode restringir o atendimento à ponta do SIN.

O PDE 2012 apresenta também os valores máximo, mínimo e esperado de geração térmica adicional para atendimento à ponta, estimados pela comparação da geração térmica obtida pela metodologia de balanço de ponta com o despacho

⁴ A visão mais otimista decorre da representação simplificada, nos estudos da EPE, de aspectos operacionais. Os estudos de médio prazo, realizados pelo ONS e pela EPE, com viés energético, também não sinalizam adequadamente o problema elétrico.

FIGURA 7

GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL PARA ATENDIMENTO À PONTA – SIN (MW)



definido pelo modelo Newave. Essa geração térmica, observada já no primeiro ano de estudo, tende a crescer ao longo do horizonte (Figura 7).

Ressalta-se a necessidade de avaliar alternativas que reduzam o custo adicional de operação para atendimento à demanda máxima, comparando o benefício operativo com os custos dessas alternativas⁵.

O custo evitado de geração térmica adicional é considerado como limite de investimento para viabilizar o suprimento da mesma capacidade por outra fonte enquanto o custo de operação for inferior ao custo da expansão com essa finalidade⁶.

ANÁLISE DA REPOTENCIAMENTO: PERSPECTIVAS

Conforme citado anteriormente, a viabilidade de projetos de repotenciação depende basicamente da regulamentação das diretrizes emanadas da Audiência Pública AP 018/2012. Essa normatiza-

ção poderá não só permitir o aproveitamento de poços disponíveis no SIN, em data provavelmente posterior a 2016, para resolver os problemas de RPO, mas também definir diretrizes para evitar a reincidência de problemas no atendimento à demanda de potência.

Essas diretrizes são delineadas a seguir, tendo como pano de fundo a expansão da oferta de geração contratada nos leilões de energia nova, que alteram profundamente a estrutura do SIN, em termos de participação futura das várias fontes, de hidrelétricas sem capacidade de regularização e da crescente participação de fontes eólicas na oferta de energia.

A capacidade instalada (MW) no SIN, indicada na Figura 8, atingiu quase 115 GW em 2012, dos quais cerca de 85 GW (74%) em hidrelétricas (incluindo a parcela brasileira de Itaipu), cerca de 19 GW (16%) em termelétricas convencionais e nucleares, além de 11 GW (10%) em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa e eólicas.

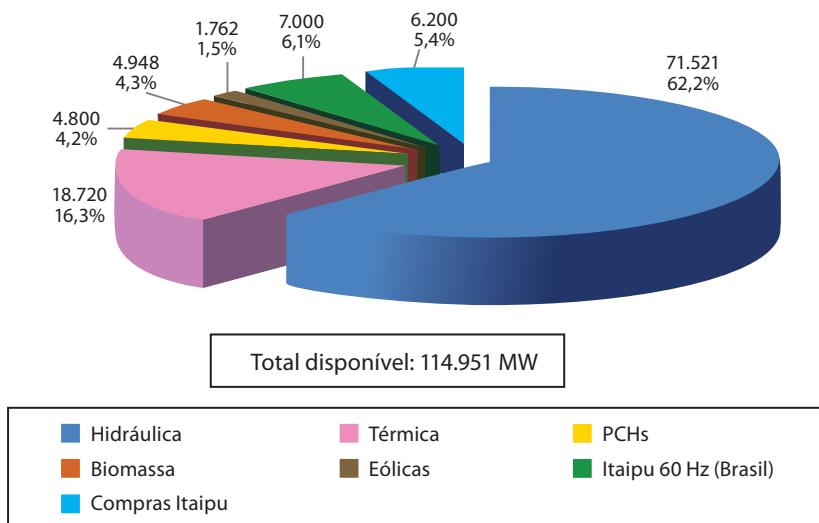
A capacidade instalada no SIN deve atingir quase 147 GW em 2017, em função da cronologia e dos empreendimentos contratados nos 22 leilões de energia nova (LEN), de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA), realizados no período de 2005 a 2012, inclusive. Ao todo já foram outorgados 52.434 MW de capacidade instalada em 483 usinas, incluindo: 25 hidrelétricas, 35 pequenas

5 A NT no EPE-DEE-RE 037/2012-r0 apresenta uma metodologia para a análise econômica do despacho térmico adicional.

6 Esse raciocínio, expresso no PDE 2021, requer uma revisão metodológica, pois a consideração separada de aspectos de energia e de ponta, na formulação e análise de alternativas de expansão, pode subestimar a solução ótima.

FIGURA 8

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN – 31/12/2012 (MW)



centrais hidrelétricas (PCHs), 267 centrais eólicas, 82 termelétricas convencionais e 74 a biomassa. A expansão da geração no SIN, entre 2012 e 2017, coloca em destaque o crescimento das fontes eólicas (381%) e das nucleares (71%), estas em virtude da conclusão de Angra III.

As hidrelétricas permanecem como a principal fonte no SIN, mas sua participação se reduz de 78% para 73% nos próximos cinco anos. Em sentido contrário, a fonte eólica aumenta 381%, de 1.762 MW (1,5%) para 8.477 MW (5,8%)⁷. A fonte a biomassa tem aumento de 19%, passando de 4.948 MW (4,3%) para 5.875 MW (4,0%). As termelétricas passam de 18.720 MW (16,3%) para 24.727 MW (16,9%), mantendo sua participação. O programa contratado prevê 332 usinas novas entre maio de 2013 e dezembro de 2017, das quais 14 hidrelétricas, 21 termelétricas, 243 eólicas e 6 PCHs, além de 48 PCHs autorizadas pela Aneel.

Essa evolução prevista do SIN embute mudanças significativas na estrutura da oferta, com reflexos importantes no comportamento e na forma de operação do sistema elétrico. As principais mudanças estruturais no período 2012-2017 podem ser resumidas como segue.

Oferta hidrelétrica

- redução da participação hidrelétrica nos subsistemas Sudeste e Nordeste;
- expansão baseada no potencial hidrelétrico do subsistema Norte;
- predomínio de usinas com baixa capacidade de regularização.

Oferta termelétrica

- aumento de participação, principalmente no subsistema Nordeste;
- predomínio de usinas a óleo combustível, de alto custo operacional.

Oferta de fontes eólicas e a biomassa

- participação crescente da fonte eólica, nos subsistemas Nordeste e Sul;
- participação crescente da biomassa, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Características da nova oferta de geração

O uso do potencial hidrelétrico da Região Norte vem sendo viabilizado com a construção de usinas a fio d'água, com ênfase nas

⁷ Dados retirados de ONS, Plano da Operação Energética 2013-2017 – PEN 2013.

bacias dos rios Madeira, Xingu e, no futuro, do Tapajós.

No período úmido, dadas a ausência de reservatórios e a acentuada sazonalidade⁸ do regime hidrológico dessa região, haverá geração em excesso nessas usinas. Esse excedente deverá ser transferido para os reservatórios das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com a simultânea redução das gerações locais e o previsível aumento de vertimentos turbináveis.

Sem um correspondente aumento da capacidade de estoque, a ampliação da sazonalidade hidrológica reduz a capacidade de regularização do sistema, acentuando os ciclos anuais de deplecionamento e replecionamento no SIN. Com essa tendência, haverá níveis de estoque cada vez mais baixos ao fim de cada estação seca. Haverá também perda de potência, que exigirá o despacho de termelétricas flexíveis para atendimento da demanda máxima.

Nessas condições, a repotenciação de hidrelétricas com disponibilidade técnica nos sistemas receptores dos excedentes da Região Norte (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Sul) encontra condições adequadas para sua implantação, quais sejam: disponibilidade hídrica e despacho de geração termelétrica flexível, em geral de alto custo variável unitário (CVU), hoje sendo despachadas para atendimento à ponta de carga do sistema. Soma-se a esses fatores favoráveis à repotenciação a possibilidade de maior aproveitamento da energia vertida potencialmente turbinável (EVPT)⁹, uma

vez que o maior crescimento da carga de energia se dá no primeiro semestre de cada ano. Dessa forma, um maior aproveitamento da EVPT favoreceria também a substituição, em parte pelo menos, de fontes complementares flexíveis de alto CVU, que seriam acionadas para recuperar os reservatórios para a próxima estação seca.

Uma vez viabilizada essa modalidade de operação, a repotenciação hidrelétrica passaria a ter papel relevante também na segurança energética, além de contribuir para a segurança elétrica por via do restabelecimento dos níveis adequados de RPO. Essa contribuição¹⁰ é corroborada pela análise das condições de atendimento à demanda de potência, publicada pelo ONS em junho de 2013¹¹ e que foi abordada anteriormente, não sendo aqui reapresentada em maior nível de detalhe por questão de espaço.

Impacto das fontes eólicas

A contratação da fonte eólica em leilões de reserva e de energia nova adicionará ao SIN um montante expressivo de fontes intermitentes, mediante a implantação de parques eólicos no Nordeste e no Sul. Ao mesmo tempo, a expansão hidrelétrica contratada adicionará ao SIN, notadamente no Norte, fontes com pouca ou nula capacidade de regularização e marcante sazonalidade hidrológica. Completa o quadro a adição de montantes expressivos de fontes a biomassa, principalmente no Sudeste e Centro-Oeste, com oferta sazonal e dependente da safra da cana-de-açúcar.

Implicações operacionais

A progressiva perda de capacidade de estocagem hidráulica e a crescente participação de fontes sazonais e intermitentes na oferta de energia tendem a aumentar as dificuldades operacionais inerentes ao sistema elétrico nacional.

Esse é o caso do SIN, no qual a expansão contratada no período de 2013 a 2016 provoca uma

8 Caracterizada pela amplitude da relação entre vazões médias de período seco e úmido.

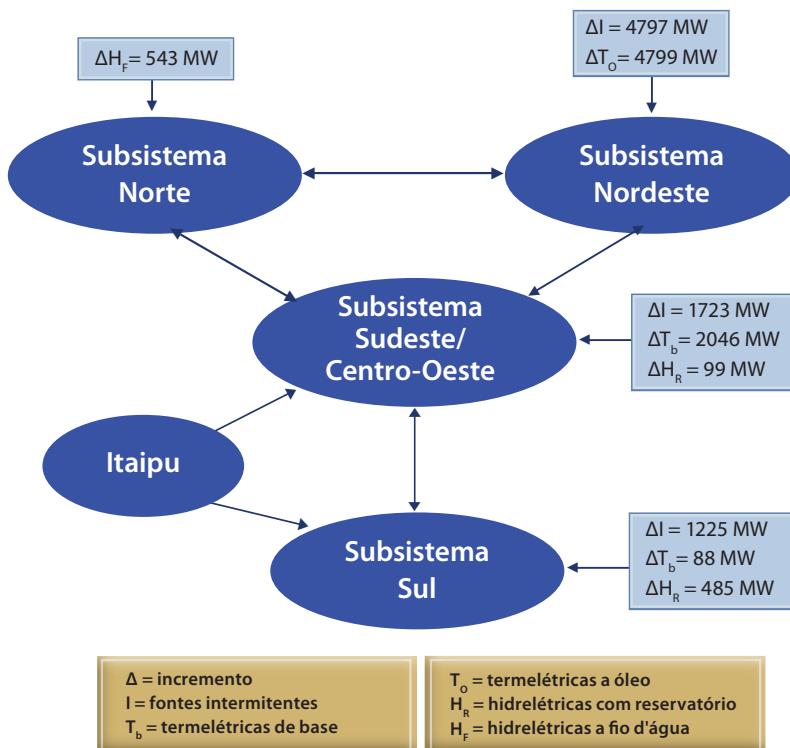
9 Define-se “vertimento potencialmente turbinável” como o vertimento que possa ser aproveitado com a adição de novas unidades, que será constituído por parte do vertimento turbinável, com a potência instalada atual de uma planta geradora hidrelétrica, adicionado a parte dos vertimentos não turbináveis com a motorização existente. Observe-se que, usualmente, parte significativa da energia vertida turbinável (EVT) poderia ser produzida com a potência instalada existente, desde que as condições que forçaram o vertimento não se apresentassem, pelo que a energia vertida turbinável não caracteriza no seu todo potencial para aproveitamento com repotenciação ou motorização adicional. Não obstante, em algumas situações, a adição de novas unidades permite alterar a curva de carga da usina, através de modulação, deslocando parte da energia que seria vertida em horários com restrição para o horário de ponta, com aproveitamento ao menos parcial dos vertimentos ditos turbináveis.

10 Destacada na NT no 026/2011-SRG/Aneel e objeto da análise retrospectiva neste relatório de pesquisa.

11 ONS RE-3-0066/2013 – Plano da Operação Energética 2013/2017 PEN 2013 – V. 1 – Condições de Atendimento.

FIGURA 9

**EXPANSÃO DE FONTES CONVENCIONAIS E INTERMITENTES
NO SIN – 2013-2016**



mudança estrutural na oferta, com forte concentração espacial de fontes não despacháveis¹², com destaque para a Região Nordeste (Figura 9). Essa nova estrutura do sistema requer um uso não convencional de fontes tradicionais e interligações regionais, reduzindo os já escassos recursos disponíveis para atender de forma econômica à demanda máxima de potência, enfrentar contingências e compensar a intermitência das fontes eólicas. Entre os fatores mencionados, que tendem a aumentar a complexidade operacional do SIN, tanto a perda de regulamentação como a sazonalidade hidráulica já são tratadas nos modelos de planejamento do SIN, o que permite quantificar os seus efeitos. O mesmo não ocorre, no entanto, com o aspecto de intermitência de fontes eólicas e, futuramente, de fontes solares. Isso se explica, em parte, pela representação simplificada de aspectos de potência nos modelos em

uso. Por esse motivo, discute-se a seguir a origem e a natureza da intermitência eólica, bem como de seus rebatimentos sobre a metodologia de planejamento do SIN.

Intermitência de produção

Parques eólicos geram eletricidade quando há vento, e essa geração depende da velocidade do vento, que não pode ser prevista com precisão nem mesmo em base diária. Isso porque a intensidade do vento flutua de minuto a minuto e pode variar de forma significativa em menos de uma hora. Essas variações afetam tanto o custo de operação quanto a qualidade de suprimento, pois o sistema deve manter o equilíbrio entre a demanda de potência e a potência total gerada pelas usinas que alimentam o sistema.

Para manter o equilíbrio entre oferta e demanda, as fontes convencionais devem variar sua geração não só em resposta às variações de carga, mas também para compensar a flutuação da geração

12 Incluindo nesse elenco a parcela inflexível das fontes termelétricas de alta inflexibilidade.

eólica. Essa combinação obriga o sistema a se afastar do nível de despacho ótimo para cada nível de carga, o que tende a aumentar o custo de operação.

No caso extremo, quando a geração intermitente, somada à parcela inflexível das fontes convencionais, excede a demanda, fato que ocorre em alguns países em que a participação das renováveis na matriz energética já atingiu níveis bastante elevados, o controle de frequência pode exigir o desligamento de geradores marginais, geralmente térmicas a gás ou a carvão, para manter a frequência do sistema.

Dependendo da frequência e duração dessa condição, estabelece-se um ciclo de partidas e paradas em intervalos de tempo muito curtos, que aumentam o custo de operação, ameaçam a integridade física e podem reduzir a vida útil das unidades geradoras flexíveis.

A cada instante, a variabilidade de geração, associada à baixa inércia das turbinas eólicas, causa perturbações localizadas de tensão e de frequência. A implantação de muitas fontes, em locais com regimes de vento distintos entre si, tende a multiplicar essas perturbações. A multiplicidade de perturbações pode sensibilizar os reguladores de tensão e de frequência, cuja atuação, se não for coordenada, pode propagar essas perturbações.

A dificuldade dessa coordenação aumenta com a imprevisibilidade¹³ do vento e diminui com a concentração de plantas eólicas numa mesma área geográfica. Por outro lado, a concentração de fontes eólicas, associada à imprevisibilidade do vento, pode levar a falhas de suprimento se não houver reserva de potência e suporte de reativos nos locais e montantes adequados.

Para superar essas dificuldades e viabilizar a operação de sistemas com alta concentração de fontes eólicas, são necessárias unidades geradoras com alta capacidade de tomada de carga e reguladores de resposta rápida, notadamente nos subsistemas Nordeste e Sul.

Essa é a situação ideal para instalar unidades hidrelétricas em poços disponíveis nesses subsis-

temas, uma solução estrutural não só para compensar a perda de grandes montantes de geração eólica, com mínimo impacto sobre a frequência e as tensões do sistema, mas também para neutralizar eventuais efeitos das eólicas sobre o comportamento dinâmico do SIN.

O comportamento dinâmico de sistemas de potência diz respeito à resposta de um sistema de potência frente a perturbações que alteram o ponto de operação do sistema. Exemplos de tais distúrbios são as alterações de frequência que ocorrem quando há uma desconexão intempestiva de unidades geradoras ou quando uma carga é ligada ou desligada e há quedas de tensão devido a falhas, alterações na potência mecânica ou na tensão de excitação de unidades geradoras, entre outras causas. O sistema é considerado estável se atingir um novo estado de equilíbrio e todos os geradores e cargas que foram conectados ao sistema antes da perturbação ainda estiverem conectados. O sistema é considerado instável se, no novo estado de equilíbrio, há cargas ou geradores desconectados.

A dinâmica de um sistema de energia é regulada principalmente pelos geradores. Assim, se a geração convencional, com geradores síncronos, é substituída, em larga escala, por turbinas eólicas, que usam geradores assíncronos de velocidade fixa ou de velocidade variável com eletrônica de potência, a dinâmica do sistema é afetada, assim como sua estabilidade¹⁴.

A maioria das turbinas eólicas é isolada da rede principal por conversores eletrônicos e a inércia dessas turbinas é praticamente desprezível. Assim, para que o desempenho dinâmico do sistema frente a grandes impactos não seja afetado, medidas preventivas e/ou corretivas devem ser adotadas para manter a integridade do sistema em tais situações.

A degeneração do comportamento dinâmico depende também das interligações entre os subsistemas com geração intermitente e os demais subsistemas com fontes tradicionais.

Deve-se observar, ainda, que muitas plantas eólicas são equipadas com dispositivos de controle

13 Nos leilões de fontes eólicas, a distribuição conjunta de velocidade e direção do vento é estimada, em cada sítio, com base em observações passadas, sem considerar as variações momentâneas, relevantes para a operação em tempo real.

14 Geradores assíncronos duplamente excitados e conversores estáticos bidirecionais interligados ao rotor (DFIG) podem aumentar a margem de estabilidade transitória, em relação aos geradores eólicos assíncronos de velocidade fixa.

que podem desligar os geradores quando há oscilações de tensão, o que pode agravar os problemas dinâmicos inerentes aos geradores de baixa constante de inércia.

Assim, também sob o ponto de vista dinâmico, é recomendável adicionar ao sistema novas fontes síncronas, capazes de prover inércia, potência relativa e capacidade de regulação de tensão e de velocidade, em montantes que permitam compensar, parcial ou totalmente, as características técnicas e operacionais das fontes eólicas.

Destaca-se, nesse contexto, a instalação de geradores síncronos em poços disponíveis em hidrelétricas existentes, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, nas quais se prevê, no horizonte do PDE, a implantação de grandes montantes de fontes intermitentes. Da mesma forma, é importante que o planejamento da expansão leve em conta a disponibilidade desse recurso, que minimiza os impactos desfavoráveis de plantas eólicas na operação do sistema, evitando a perda de confiabilidade e de qualidade de suprimento do SIN.

Outro ponto a ser observado, no planejamento da expansão, é que o prazo de maturação de plantas eólicas é muito menor do que o de geração convencional e de redes de transmissão, o que tem acarretado custos elevados e imprevistos na operação do sistema e do mercado.

Também sob esse aspecto, a implantação de unidades geradoras em poços disponíveis nas hidrelétricas existentes apresenta-se vantajosa em relação a outras soluções não lastreadas em projetos de rápida execução e baixa incerteza de concretização e de conexão ao SIN.

Sob esse prisma, a repotenciação hidrelétrica pode ser vista como uma opção atraente para expandir a capacidade instalada do SIN. A inserção da repotenciação como alternativa de expansão da capacidade instalada se justifica, adicionalmente, pelos seguintes fatos:

- ampla oferta de alternativas de repotenciação, mesmo com o aproveitamento de parte dos poços vazios em hidrelétricas existentes no horizonte de médio prazo;
- multiplicidade de benefícios da repotenciação, cuja identificação e valoração requerem a análise conjunta de aspectos energéticos e elétricos no planejamento do sistema;

- condições mutantes na estrutura do sistema, com aumento da complexidade topológica, redução da capacidade de armazenamento de energia, crescente participação de fontes sazonais e intermitentes, maior imprevisibilidade da demanda de potência, entre outros;
- impacto operacional baixo ou nulo¹⁵, pois envolve fundamentalmente a instalação de equipamentos eletromecânicos convencionais em poços existentes ou previstos;
- impacto ambiental baixo ou nulo, que reduz as incertezas nos prazos de licenciamento ambiental e os riscos de embargo nas fases de comissionamento e de operação;
- prazo de maturação curto, frente a outros recursos para expansão da oferta de potência, que facilita a rápida adaptação do sistema frente a incertezas na demanda¹⁶.

Além de melhorias na qualidade e na confiabilidade de suprimento em horizonte de médio prazo, a repotenciação oferece também benefícios de longo prazo ao SIN, quais sejam:

- redução de custos de operação;
- redução de custos de investimento;
- aumento da capacidade de exportação de energia.

O custo de operação é dado pelo valor presente dos custos de combustíveis e das perdas de transmissão¹⁷.

A redução desse custo, no caso de alternativas de repotenciação, se deve à possibilidade de ganhos no montante e no custo do despacho termelétrico necessário para atender ao critério de reserva de potência operativa (RPO), discutido no Relatório Técnico RT 03 deste projeto. O

¹⁵ Em relação a outras modalidades de repotenciação, que envolvem a parada de unidades em operação comercial.

¹⁶ Uma incerteza importante se deve à intensificação da geração a diesel na ponta de carga. A EPE estima que a potência instalada a diesel seja de 5 a 6 mil MW, principalmente na Região Sudeste. A redução tarifária em curso, aliada a um aumento do preço do diesel, levaria ao desligamento de muitas dessas unidades, com o concomitante aumento da demanda de ponta no SIN.

¹⁷ Nos modelos de otimização, o custo de operação inclui o custo de racionamento (energia) e de interrupção (potência). Nesta análise, trata-se separadamente esses aspectos do custo de operação.

custo de investimento representa o valor atualizado de investimentos em geração e reforços de transmissão associados, ao longo do horizonte de planejamento. A repotenciação pode mitigar ou mesmo eliminar a necessidade de investimentos em geração e/ou em transmissão para prover suporte de tensão, de potência ativa e reativa em regiões com alta concentração de geração eólica, como analisado anteriormente.

Outro benefício da repotenciação hidrelétrica é a possibilidade de ampliar a exportação em base contratual, associada à energia comercializada entre o Brasil e os países interligados, por meio de um agente comercializador. Para atender a esses contratos, a energia deve ser gerada em termelétricas não necessárias ao SIN ou em hidrelétricas quando há vertimento turbinável não alocável no SIN. Essa energia deve ter caráter interruptível, em atendimento aos critérios de segurança do SIN.

ÓTICA REGULATÓRIA

As medidas operativas descritas anteriormente trazem consequências para os agentes de mercado, sendo a principal delas o aumento acelerado dos encargos de serviços do sistema (ESS)¹⁸.

Os encargos de serviços do sistema incluem o resarcimento, aos geradores, dos custos das “restrições de operação, prestação de serviços auxiliares e segurança energética”. Segundo a CCEE¹⁹, “[...] o total de recebimentos de ESS por restrição de operação e serviços auxiliares apurado ao final de 2010 foi 267% superior àquele apurado em 2009. Já o pagamento do respectivo ESS, efetuado pelos agentes com perfil de consumo, aumentou 345,1% em relação a 2009”.

O ESS é pago por todos os agentes com perfil de consumo, contratado ou não, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo. Essa situação realça a necessidade e a importância de

incentivar a expansão da capacidade de potência no SIN para viabilizar a formação de sua reserva de potência estrutural.

Ainda que a demanda de potência esteja 100% contratada, atendendo à regulamentação que normatiza o lastro de potência, o sistema requer essa reserva a custos razoáveis para cobrir incertezas nas previsões de demanda e de geração. Essa reserva, porém, não será contratada espontaneamente pelos agentes setoriais, pois a legislação a isso não os obriga, mas tão somente a estarem lastreados em relação à sua própria demanda máxima.

No que se refere à comercialização propriamente dita, a oferta de potência adicional seria importante também para reduzir as penalidades por insuficiência de cobertura de lastro de potência. Assim, por exemplo, as penalidades aplicadas em 2010 superaram em quase 100% os valores verificados em 2009. Isso evidencia a crescente importância, para o mercado, da oferta de potência comercializável. Além disso, a obrigatoriedade de lastro de potência para cobrir as demandas máximas de distribuidoras e consumidores livres tenderá a valorizar a componente demanda (R\$/kW) dos contratos, incentivando a expansão da capacidade de atendimento à ponta do sistema.

No que segue, discutem-se as alternativas regulatórias para sua solução em médio e longo prazos.

Alternativas regulatórias

O problema de atendimento à demanda de potência tem solução técnica conhecida, mas sua efetivação em ambiente de mercado depende de alternativas regulatórias que viabilizem as alternativas técnicas, quais sejam:

- motorização adicional de usinas com provisão para novas unidades;
- repotenciação ou modernização de plantas em operação.

Os ganhos de garantia física associados à motorização adicional e à repotenciação de usinas hidrelétricas existentes em geral não propiciam taxa de retorno adequada aos investimentos necessários. Por outro lado, a geração térmica fora da ordem de mérito, por restrições elétricas ou energéticas (balanço de ponta e reserva de potê-

18 De acordo com a CCEE, “Os encargos de serviços do sistema consistem na remuneração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço de liquidação das diferenças” (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011).

19 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011.

cia), sinaliza claramente o benefício sistêmico da expansão da capacidade instalada²⁰.

O problema técnico é de natureza sistêmica, representado pela redução de confiabilidade no atendimento à demanda de ponta, redução na reserva de potência operativa ou ainda por índices de confiabilidade globais deteriorados. A solução desse problema, relativamente simples sob a ótica técnica, consiste em expandir a potência instalada no SIN.

Nessa perspectiva, os benefícios sistêmicos podem ser traduzidos por:

- recondução dos índices de confiabilidade a patamares aceitáveis, com quantificação via custos de interrupção;
- redução da geração de usinas termelétricas (UTEs) de alto CVU, acionadas por várias horas além do horário de ponta, em função das rampas de tomada e redução de carga;
- redução de despacho fora da ordem de mérito de UTEs flexíveis contratadas por disponibilidade no ACR, com redução de ESS, o que beneficia os consumidores;
- maior flexibilidade de uso do sistema de transmissão, permitindo acomodar grandes blocos de geração eólica, com elevada variabilidade de ventos;
- ganhos de energia assegurada sistêmica ou de garantia física de energia.

Na regulação vigente, o único benefício sistêmico reconhecido comercialmente é o ganho de garantia física (GF), associado à motorização adicional ou repotenciação de plantas existentes. Assim, a ampliação de potência envolve necessariamente uma de duas situações:

- o caso com ganho de GF é regulado, para hidrelétricas, pela Portaria MME 861.2010. No caso de UTEs, tratamento similar poderia ser dispensado, considerando ainda a Portaria MME 07.2012²¹. Ocorre que, em alguns casos,

o ganho de GF isoladamente considerado não viabiliza a ampliação da capacidade, ou seja, reconhecer os benefícios de aumento da potência é essencial para remunerar adequadamente esses investimentos;

- o caso sem ganho de GF pode ocorrer na repotenciação, modernização ou instalação de novas unidades geradoras em hidrelétricas existentes. Nesse caso, como no anterior, a viabilização do empreendimento requer a recuperação do custo de capital e do aumento do montante de uso do sistema de transmissão (MUST). Para isso, é necessário regulamentação específica, que poderá se basear em instrumentos regulatórios, tal como a Portaria MME nº 07.2012, vista a seguir.

A Portaria MME nº 07.2012 define os conceitos necessários e os procedimentos de cálculo para estabelecer a GF de empreendimentos termelétricos que tenham solicitado troca de combustível depois de terem vencido leilões que outorguem CCEAR de energia nova.

O MME definiu o cálculo da garantia física de um empreendimento termelétrico candidato à troca de combustível pelo método dito incremental²², que considera a possibilidade de que um único empreendimento substitua vários outros – mesmo que movidos por diferentes combustíveis – desde que esse novo projeto adicione garantia física ao SIN.

O método incremental oferece uma solução tecnicamente correta para o problema, pois apropria ao novo empreendimento apenas o incremento de garantia física (GF) devido ao combustível substituído, calculado sob as mesmas condições de sistema. Dessa forma, se as variações em relação à configuração do SIN vigente à época do leilão, que embasou o cálculo

20 Paradoxalmente, ganhos de complementação térmica oriundos de contratos por disponibilidade no ACR, que deveriam ser apropriados pelos consumidores, são atualmente usados para cobrir déficits de ponta “hidrelétrica”.

21 Ministério de Minas e Energia, 2012.

22 “Art. 1º A garantia física de energia de empreendimento candidato à mudança de combustível, na forma do disposto na Portaria MME nº 649, de 13 de dezembro de 2011, será objeto de novo cálculo, conforme metodologia descrita a seguir: (i) $GF_{nova} = \sum_{i=1}^n GF_{vigente,i} + \Delta GF$ [...], sendo $GF_{vigente,i}$: montante de garantia física de energia do empreendimento ‘i’, que estiver vigente na data de requerimento da mudança de combustível. No caso de reagrupamento de usinas termelétricas, será considerado o somatório das $GF_{vigente}$ de cada uma dessas usinas; GF_{nova} : novo montante de garantia física de energia do empreendimento definida pela aplicação da metodologia definida neste artigo; ΔGF : ganho incremental de garantia física de energia.”

da GF original, forem tais que, com qualquer combustível, haja aumento expressivo de GF, a GF adicional a ser apropriada ao empreendimento com novo combustível será igual à original, calculada nas condições vigentes à época do leilão, mais a variação de GF, calculada considerando o combustível original e o novo combustível, mas considerando a configuração atual do SIN. Embora estabelecida para regular a substituição de combustíveis em termelétrica licitados em leilões de energia nova, essa formulação poderia ser aplicada também em casos de *retrofit* de empreendimentos existentes (reforma ou modernização de UHEs, por exemplo), mesmo que isso não envolva mudança de combustível.

Observe-se que o MME estabeleceu uma regra racional ao fazer uma comparação baseada em condições atuais de configuração do sistema, CVU e procedimentos de cálculo, evitando atribuir um valor de GF para a mudança de arranjos com base em premissas ultrapassadas²³.

Leilão de potência

A proposta de um processo competitivo, baseado em leilão de potência, se entende mais adequada à situação a ser enfrentada, de forma a estabelecer uma solução de característica estrutural. A ideia central é de estabelecer um processo competitivo em que inicialmente os *agentes de planejamento e de operação (EPE e ONS) dimensionam a expansão de potência adequada às necessidades do SIN, em curto e médio prazos*.

Na sequência, promove-se um leilão de potência, em que o MME, com base nos estudos do ONS e da EPE, especifica a potência a ser contratada, atentando para a necessidade de compatibilizar o prazo da concessão com a duração do contrato de potência, até que se resolva a questão de renovação das concessões. O referido leilão de potência pode contemplar a situação de existir renda adicional decorrente do montante associado de garantia física, quando houver. Nesse caso, propõe-se extrair

essa renda adicional e canalizá-la em benefício do consumidor, como segue:

- o empreendedor recebe uma receita fixa pela disponibilidade do adicional de potência (similar aos contratos de disponibilidade) e comercializa livremente o ganho de GF;
- da potência acrescentada total na motorização adicional ou repotenciação da usina, o regulador segregaria uma parcela associada ao ganho de GF – via fator de capacidade anterior à expansão de potência –, sendo que a diferença entre o total de potência expandida e o montante associado à GF poderá ser contratada via leilão de potência.

Note-se que, na prática, resultarão preços menores para competidores com aumento de GF, sendo que o consumidor será beneficiado por essa redução.

Entende-se que a solução proposta é melhor que a de obter a expansão marginal de ponta por licitação de prestação de serviços aniliares, pois os ganhos sistêmicos associados vão além do atendimento aos critérios de RPO, além de se estar introduzindo uma solução de natureza estrutural. De fato, admitindo-se que o leilão para contratação de potência seria realizado nos moldes do leilão de reserva, abrangendo tanto o ACR quanto o ACL (como os benefícios são sistêmicos, todos devem pagar), com dimensionamento de montantes a serem contratados norteados por visão de longo prazo.

Na vertente estrutural, passado o momento de contratação de reforços de potência em caráter emergencial (leilão para motorização adicional de UHEs existentes com provisão para novas unidades geradoras), a contratação de potência ocorreria em conjunto com os leilões de energia nova para o ACR, de tal forma que um empreendedor hidrelétrico poderia ofertar determinado empreendimento com motorização mínima, fixada de acordo com o estudo de viabilidade econômica conduzido pela EPE, para respaldar a garantia física que estaria sendo comercializada e, na sequência, ofertar potência no leilão específico, em que poderia viabilizar uma motorização da usina superior àquela que estaria disposta a implementar se houvesse apenas o leilão de energia nova usual.

23 O empreendimento original conserva a GF calculada nas mesmas condições em que foi definida a GF vigente, evitando assim alterar a placa antes do prazo legal de revisão da GF.

Note-se que hoje a maioria dos empreendedores oferece plantas hidrelétricas com fator de capacidade bastante elevado, que na atualidade é incompatível com o quadro de requisito de potência que está configurado, sendo que a proposta apresentada permitiria criar um incentivo aos empreendedores hidrelétricos a prever maior capacidade de ponta já no projeto da usina, contribuindo para uma solução estrutural do problema que agora aflige o setor.

Considerando-se que a formulação do encargo de potência contempla parâmetros ainda não disponíveis, que se levaria muito tempo para voltar a avaliar, e, principalmente, a duração do processo de validação, propõe-se avaliar o teto de preço para leilão de potência derivado diretamente de uma avaliação dos benefícios sistêmicos proporcionados (geração térmica evitada, por exemplo).

Um outro balizador, que permitiria que o regulador adotasse o menor dos dois, seria uma estimativa do preço de mercado para adicionar unidades geradoras ou ainda repotenciar usinas, adotando-se o valor adequado à situação (a ideia é evitar alocar aos empreendedores, desnecessariamente, ganhos que poderiam ser apropriados pelos usuários do SIN).

Os valores contratados dariam margem a encargos fixos no tempo (apenas indexados a efeito de correção monetária) e não valores unitários variáveis, calculados anualmente, conforme adotado em alguns países, garantindo desse modo a adequada recuperação do investimento.

Entende-se que a legislação de maior hierarquia (Lei 10.848) não veda a solução proposta, que poderia ser totalmente regrada em curto prazo por meio de um decreto e resoluções da Aneel.

Por fim, vale destacar aspectos que são certamente de muita relevância e que se referem à compatibilização entre energia contratada em leilões de potência, nos moldes de leilão de reserva, com os contratos de potência, exigidos por lei para garantir respaldo para a demanda de ponta no segmento de consumo. Nessa perspectiva, convém sublinhar os seguintes pontos:

- Com o mecanismo de expansão de potência (leilão) implementado e funcionando em “regime permanente”, no ACR as distribuidoras declaram (como hoje) necessidades de energia e potência e contratam, incorporada nos CCE-

ARs de energia nova, parte ou totalidade de seus requisitos de potência, na medida em que, associada à energia contratada de cada empreendimento, estará uma potência que corresponde ao chamado nível de motorização vinculado à energia, definido regulatoriamente.

- Posteriormente haveria o leilão de potência, específico para cobrir as necessidades sistêmicas detectadas nos estudos da EPE e ONS, no qual todos os agentes do segmento de consumo teriam que contratar a parte da potência que lhes corresponda (alocada com respaldo do devido dispositivo regulatório, que poderia ser do tipo proporcional ao lastro de potência exigido de cada agente de consumo), sendo que o adicional contratado seria também computado como lastro de potência, válido para efeito de comprovação no âmbito da CCEE. Há que se observar que, como o lastro de potência visualiza apenas o balanço de ponta de cada agente de consumo e não inclui a reserva de potência operativa e tampouco necessidades adicionais derivadas de requisitos de desempenho elétrico do sistema, ao final do processo os agentes de consumo deverão resultar com sobra de lastro em relação aos requisitos definidos na legislação.
- No início do processo, há que se definir critérios para especificar a chamada “placa de potência” de cada gerador (garantia física de potência), de tal forma que os geradores existentes e novos já contratados e que comercializaram CCEAR com as distribuidoras tenham definido o lastro de potência atrelado à energia já contratada e que seria imediatamente incorporado ao lastro de potência de cada distribuidora. Seriam os “contratos iniciais” de potência para as distribuidoras.
- No ACL, os geradores teriam definida a sua placa de potência e o montante mínimo de potência associado ao contrato de energia, que automaticamente contaria como lastro de potência. Os requisitos adicionais poderiam ser contratados com os geradores atuantes no mercado livre e que tivessem parte de sua placa descontratada.

No âmbito dessa proposta, não se julga interessante estabelecer que os geradores, uma vez contemplados com uma placa de potência, sejam obrigados regulatoriamente a deixar parte dessa placa descontratada para cobrir as necessidades de

RPO, até porque essas necessidades são variáveis no tempo e devem atender a critérios locacionais, tornando pouco provável que a obrigação de placa descontratada fixada em percentual regulatório da potência instalada, conjugada com a obrigatoriedade de contratação de lastro de potência, garantisse a melhor opção sistêmica.

RESUMO DO PROJETO DE P&D: TÉCNICA ORIGINAL E INOVAÇÕES PROPOSTAS

As atividades realizadas nas etapas 1 e 2 do projeto visaram não só a levantar o estado da arte em relação aos métodos e modelos em uso no planejamento da reserva operativa, mas também identificar os impactos de mudanças estruturais na configuração do sistema, tais como a inserção da fonte eólica em larga escala no SIN. Visaram também a avaliar os benefícios da instalação de capacidade adicional em poços vazios em hidrelétricas existentes. Com base nesses levantamentos, foi desenvolvida a Etapa 3, em que foram abordados os aspectos conceituais da repotenciação hidrelétrica, na modalidade “ampliação da capacidade instalada”, como descrita no Relatório Técnico RT03. Ainda nessa etapa, foi complementado o levantamento documental da Etapa 1 (RT01) e o levantamento de dados da Etapa 2 (RT02), ambos com base em fatos e dados originados na operação do sistema, que corroboraram a necessidade sistêmica de instalar capacidade hidrelétrica adicional e confirmaram a existência de lacunas regulatórias, que inviabilizam empresarialmente essa ampliação de capacidade.

Uma vez caracterizadas essas lacunas, finalizou-se essa etapa apontando-se alternativas regulatórias para viabilizar a expansão da capacidade instalada em hidrelétricas existentes com poços vazios, em termos empresariais.

Com base nos resultados da Etapa 3, foi desenvolvida a Etapa 4, que contemplou o estabelecimento de um arcabouço conceitual para formulação e análise de alternativas de expansão da capacidade instalada em centrais hidrelétricas, em médio prazo (PMO) e longo prazo (PDE). Em médio prazo, aplica-se à análise da repotenciação de usinas existentes. Em longo prazo, aplica-se ao planejamento da repotenciação de hidrelétricas

existentes ou da motorização de projetos hidrelétricos em fase de viabilidade. Em ambos os casos, enfocam-se os benefícios no SIN como um todo.

Ainda nessa Etapa 4, foram detalhadas as inovações metodológicas e as medidas regulatórias necessárias para viabilizar a instalação de conjuntos turbina-gerador adicionais em poços vazios de hidrelétricas existentes, tanto sob a ótica sistêmica quanto sob a empresarial.

Na Etapa 5 foi realizada uma avaliação detalhada dos benefícios sistêmicos do uso de poços vazios em hidrelétricas existentes, levando em conta a inserção massiva da fonte eólica no SIN, prevista em horizonte de médio prazo. Os resultados de estudos de simulação feitos com apoio dos modelos Newave e Suishi-o e de estudos de confiabilidade composta feitos com uso do modelo NH2 evidenciam ganhos de confiabilidade e redução significativa de riscos de déficit e custos de operação, com reflexos positivos no custo marginal de operação (CMO) em submercados onde ocorre a motorização adicional de hidrelétricas existentes.

As etapas 6 e 7 foram desenvolvidas em conjunto, dadas as características de similaridade das atividades envolvidas, quais sejam, a aplicação de modelos computacionais de forma coordenada para avaliar os benefícios energéticos e elétricos associados à motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O artigo apresenta em detalhe as dificuldades que vêm sendo enfrentadas para garantir o atendimento da ponta de carga do SIN. Nessa perspectiva, configura-se claramente o problema a ser enfrentado, que se caracteriza por benefícios sistêmicos elevados (redução da geração termelétrica hoje necessária para atendimento aos requisitos de reserva operativa do sistema, por exemplo) e benefícios privados (ótica empresarial) reduzidos, fato que não incentiva a expansão de ponta nos sítios do parque gerador onde essa possibilidade já é existente (motorização adicional ou repotenciação de usinas operativas) e tampouco incentiva uma expansão de ponta estrutural, adequada aos requisitos do SIN no futuro. Como solução a essa problemática, propõe-se a realização de leilões de potência, caracterizados anteriormente.

BIBLIOGRAFIA

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração – BIG. Aneel, fevereiro de 2008.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional – BEM*. Rio de Janeiro, EPE, 2005.
- _____. *Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030*. Rio de Janeiro, EPE, 2007.
- MME. *Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas*. Rio de Janeiro, Ministério de Minas e Energia e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), 2007.
- SANTOS, Cícero Mariano P. "Reflexões sobre a Modernização do Parque Hidrogerador Diante dos Avanços Tecnológicos e dos Instrumentos Regulatórios", in *XVII SNPTEE*. Grupo I. Uberlândia, 19 a 24 de outubro de 2003.
- SANTOS, Cícero Mariano P.; COELHO, Jorge; DIAS, Acires. "Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras", in *XV SNPTEE*. Grupo I. Foz do Iguaçu, 17 a 22 de outubro de 1999, pp. 1-6.
- VEIGA, José Roberto C. "Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais". Dissertação de mestrado. São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia da USP, 2001.

ANEXO 5

**Oficio SEESP OF. PRE 162/2018, de 15/05/2018, endereçado ao
Diretor-Relator da ANEEL**



OF. PRE 2018/2021 nº 162/2018

São Paulo, 15 de maio de
2018

Ao Senhor
André Pepitone de Nóbrega
Diretor da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Assunto: UHE de Porto Primavera
Audiência Pública nº 018/2018

Senhor Diretor-Relator,

Como relação a Audiência Pública nº 018/2018 que teve por objetivo obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica – UHE Porto Primavera, cujas contribuições se encerraram em 27/04/2018, temos a observar que constatamos que não houve manifestação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em vista de que se encontra em debate completar ou não o projeto da forma que foi concebido, ou seja, instalando mais 4 unidades geradoras e com a possibilidade de enchimento do reservatório, passando para a cota variável de 257/259 metros.

As decisões quanto ao aproveitamento hidrelétrico de uma obra que tem as maiores dimensões físicas do País não deveriam ser tomadas apenas considerando os aspectos locais de interesse da futura Concessionária e sem levar em conta aspectos e estudos sistêmicos, os quais são também de atribuição do Operador.

Em nossa Contribuição na referida Audiência Pública já manifestamos nossa preocupação quanto ao encaminhamento que estava sendo proposto na Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL e na minuta do Contrato de Concessão onde constou como obrigação da Concessionária realizar estudos de viabilidade técnica e econômica para a identificação do aproveitamento ótimo da UHE Porto Primavera, considerando, inclusive, as estruturas civis já implantadas e seus respectivos custos já incorridos.





-2-

Segundo nosso entendimento, em lugar de atender o posicionamento do Tribunal de Contas da União – TCU que, através do Acórdão nº 1253/2016, de 18/05/2016, expediu deliberação, para exigir da Companhia Energética de São Paulo – Cesp – a adoção de medidas de adequação da capacidade operacional da UHE Porto Primavera às condições pactuadas no contrato de concessão, especialmente no que tange à busca do licenciamento ambiental, necessário ao atingimento da cota 259 m prevista no projeto básico da usina, a área técnica da ANEEL estaria se dando um encaminhamento em sentido oposto e que poderia apenas servir para justificar o não atendimento da deliberação do TCU.

Desta forma, com vistas a também passar a considerar a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados, sugerimos que o ONS seja instado a se manifestar, antes que seja concluído o posicionamento final da ANEEL sobre o resultado da Audiência Pública nº 018/2018 e com a redação final da minuta do Contrato de Concessão da UHE de Porto Primavera.

Atenciosamente,

Murilo Pinheiro
Presidente

ANEXO 6

Canal Energia – “A expansão de Porto Primavera com ganhos sistêmicos” – 24/05/2018

OPERAÇÃO GERAÇÃO HIDRELÉTRICA SISTEMA INTERLIGADO - 24 de maio de 2018

A expansão de Porto Primavera com ganhos sistêmicos

Como justificativas para não ter se completado tal aproveitamento ao longo dos anos foram criados falsos mitos, entre eles que o órgão ambiental não havia concedido a licença de operação para a cota 259 metros e que a área desapropriada para implantação de seu reservatório teria sido invadida

O aproveitamento da Usina Hidroelétrica (UHE) de Porto Primavera possui dimensões colossais. Sua

implantação se iniciou ao final da década de 1970. Apesar de ainda hoje não ter sido concluída, há viabilidade e oportunidade a que isso venha a ocorrer. O tema foi colocado em discussão na Audiência Pública nº 018/2018, a cargo da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que tratou do novo contrato de concessão de Porto Primavera, em que poderão constar obrigações ao novo concessionário promover a sua expansão.

Atualmente estão instaladas 14 unidades geradoras que totalizam 1.540 MW de capacidade instalada. Poderão ser adicionadas mais quatro, ampliando-se para 1.980 MW. As obras civis estão prontas e boa parte das máquinas, estocada no local. Os módulos da subestação compacta isolada a gás SF6 estão concluídos.

O nível do reservatório que se encontra na cota 257 metros, funcionando como fio d'água, poderá variar até 259 metros, com armazenamento adicional de água de até 4.294 milhões de metros cúbicos.

A barragem com 11.380 m de extensão – sendo 1.004 m de concreto para a tomada d'água e vertedouro e mais 10.376 m de aterro de terra, com o reservatório com 250 km de comprimento – se constitui no maior empreendimento hidroelétrico do País em termos físicos (não em produção de energia).



ARTIGO

CARLOS AUGUSTO KIRCHNER, ENGENHEIRO
Diretor do Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo

Como justificativas para não ter se completado tal aproveitamento ao longo dos anos foram criados falsos mitos, entre eles que o órgão ambiental não havia concedido a licença de operação para a cota 259 metros e que a área desapropriada para implantação de seu reservatório teria sido invadida.

A verdade é que o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Companhia Energética de São Paulo (Cesp) dividiram o licenciamento ambiental em três etapas: enchimentos do reservatório nas cotas 253 metros, 257 metros e 259 metros. Em todas essas fases o Ibama estabeleceu metas paralelas, já considerando que a cota final seria alcançada. Esse procedimento foi tomado devido ao porte do empreendimento e impacto ao meio ambiente. As extensas áreas de terras vêm sendo preservadas mediante contínua vigilância, visando evitar e combater eventuais invasões.

Na minuta do contrato, a Aneel fez constar a obrigação do novo concessionário de elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo. Tivemos oportunidade de nos manifestar que essa não é a lógica mais adequada sob o ponto de vista do interesse público. Investimentos adicionais de muito pequena monta permitem ampliar a capacidade instalada de usinas hidroelétricas existentes, em um momento em que são notórias as evidências de que o Sistema Interligado Nacional carece de ampliação de capacidade instalada, notadamente em horário de ponta, como é o caso de Porto Primavera. O modelo setorial injustamente rateia os ganhos da instalação da capacidade adicional e do reservatório através de regras no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).

É patente a ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidroelétricas, devido à “repartição” dos resultados desses investimentos no âmbito MRE, ou seja, o acréscimo da energia produzida não fica com quem a produziu. Encontra-se na contramão do interesse público a opção de fazer ou não a ampliação da UHE de Porto Primavera sob o ponto de vista do concessionário, considerando tão somente aspectos locais e sem levar em conta estudos sistêmicos, de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A proposta de nossa Entidade é que a Aneel contemple no novo contrato de concessão de Porto Primavera a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados. Certamente isso implicará em obrigação do novo concessionário de efetuar a instalação de mais quatro unidades geradoras e obter a licença do órgão

ambiental para passar a operar a UHE na cota variável 257/259m. Para tanto, os gastos serão reduzidos, já que todas as obras civis estão prontas e boa parte dos equipamentos já foi adquirida.

Carlos Augusto Ramos Kirchner é diretor do Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo (SEESP)

ANEXO 7

**SCG/ANEEL – Análise das Contribuições – Nota Técnica nº
236/2018-SCG/ANEEL – 23 de maio de 2018**

Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL

Em 23 de maio de 2018.

Processo nº: 48500.005033/2000-41

Assunto: Análise das contribuições à Audiência Pública nº 018/2018 para obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão que regulará – nos termos do Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018 – a nova outorga referente à Usina Hidrelétrica Porto Primavera, localizada nos municípios de Anaurilândia, estado do Mato Grosso do Sul, e Teodoro Sampaio, estado de São Paulo.

I – DO OBJETO

1. Analisar as contribuições apresentadas no âmbito da Audiência Pública nº 18/2018 para obtenção de subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão que regulará – nos termos do Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018 – a nova outorga referente à Usina Hidrelétrica (UHE) Porto Primavera, cadastrada no Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) UHE.PH.SP.002127-0.01, localizada nos municípios de Anaurilândia, estado do Mato Grosso do Sul, e Teodoro Sampaio, estado de São Paulo.

II – DOS FATOS

2. A UHE Porto Primavera está outorgada desde 19 de maio de 1978 à Companhia Energética de São Paulo (Cesp ou atual Concessionária), nos termos do Decreto nº 81.689, tendo sido esta outorga prorrogada por meio da Portaria MME nº 110, de 18 de março de 2008, e o termo final postergado por meio da Resolução Autorizativa nº 6.111, de 1º de novembro de 2016.

3. Em 25 de janeiro de 2018, foi emitido o Decreto nº 9.271 que regulamenta a outorga de contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelecendo, no art. 3º, que esse contrato deverá ser aprovado pela ANEEL e integrar edital do leilão de privatização.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

\SCG\INT\119\INT_242MS2305

48524.003362/2018-00



(Fl. 2 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

4. Em 30 de janeiro de 2018, o Governo do Estado de São Paulo manifestou interesse em celebrar nova outorga de concessão, nos termos do Decreto nº 9.271/2018, para a UHE Porto Primavera, tendo em vista seu interesse em retomar o processo de privatização da Cesp. Para tanto, é necessária a aprovação de minuta do novo contrato de concessão pela ANEEL.

5. Em 9 de março de 2018, por meio da Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG) encaminhou proposta de novo contrato de concessão para a UHE Porto Primavera à Diretoria Colegiada da ANEEL, recomendando a abertura de Audiência Pública para aprimoramento da proposta da minuta de contrato que regulará, nos termos do Decreto nº 9.271/2018, a nova outorga de concessão da UHE Porto Primavera.

6. O processo foi sorteado ao diretor relator que concordou com a proposta da área técnica, recomendando a abertura de Audiência Pública, pelo prazo de 30 dias corridos, na modalidade “intercâmbio documental”, a fim de se aprimorar a minuta de novo contrato de concessão. A Diretoria Colegiada da ANEEL deliberou o tema em 27 de março de 2018. Por meio de Aviso publicado em 29 de março de 2018, foi aberta da AP nº 18/2018, com período de contribuição entre 29 de março de 27 de abril de 2018, por intercâmbio documental.

7. Em 10 de abril de 2018, o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas solicitou¹ realização de audiência pública presencial no município de Rosana, estado de São Paulo, o que foi negado por meio do Ofício² nº 238/2018-SMA/ANEEL, de 19 de abril de 2018.

8. No período da AP 18/2018 foram recebidas contribuições de três interessados: uma da Cesp, uma do Sindicato dos Engenheiros no estado de São Paulo e uma contribuição conjunta do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas e Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do estado de São Paulo.

III – DA ANÁLISE

9. Trata-se da análise das contribuições para o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, incluindo a determinação do valor para pagamento pelo Uso de Bem Público (UBP), nos termos do inciso IV do §2º do art. 1º do Decreto nº 9.271/2018.

10. Na Audiência Pública nº 18/2018 foram recebidas 15 contribuições, das 3 instituições relacionadas a seguir:

¹ Carta Sg. Car. Nº 0390/18, de 9 de abril de 2018, protocolada sob nº 48513.012608/2018-00.

² Documento nº 48542.000988/2018-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 3 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

Tabela 1: Contribuições recebidas

Interessados	Contribuições
Sindicato dos Engenheiros do estado de São Paulo (Seesp)	3
Companhia Energética de São Paulo (Cesp)	4
Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo (SINERGIA CUT) e Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas/SP (STIEEC)	8
Total de contribuições	15

11. As avaliações das contribuições recebidas, bem como as justificativas para as contribuições não aceitas, estão expostas no Relatório de Análise de Contribuições (RAC), Anexo I desta Nota Técnica, sendo que as principais propostas estão comentadas a seguir.

12. Destacam-se alguns pontos específicos que foram propostos pela área técnica para o contrato de concessão ora em análise, para os quais se esperavam contribuições para seu aperfeiçoamento: (i) a definição do valor para pagamento pelo uso de bem público, (ii) a obrigação do pagamento da outorga de concessão, (iii) o estabelecimento do nível de água máximo operativo, (iv) a obrigação de elaborar estudo sobre o aproveitamento ótimo para a UHE Porto Primavera, e (v) esclarecimentos adicionais sobre os bens da concessão, as condições de reversão e de eventual indenização.

13. O Sindicato dos Engenheiros do estado de São Paulo (Seesp), em sua manifestação, abordou os temas constantes dos itens (iii), (iv) e (v) do §12. Entenderam como adequado o tratamento proposto pela ANEEL no que tange o item (v), não propondo modificações.

14. Por outro lado, discordaram integralmente do tratamento pela ANEEL dado aos itens (iii) e (iv). A ANEEL propôs considerar, como característica da UHE Porto Primavera, o nível d'água máximo operativo limitado a 257m, tal como está no licenciamento ambiental vigente. Em conjunto com esta proposta, foi estabelecida a obrigação de a concessionária realizar estudos de ótimo local com avaliação da viabilidade técnica e econômica da ampliação da Potência Instalada da usina, considerando as estruturas civis existentes, e apresentá-los para análise no prazo de 24 meses após a assinatura do contrato.

15. O Seesp entendeu que tal obrigação não endereça adequadamente o problema relacionado ao fato de a Cesp ter feito os investimentos relativos à ampliação da usina, com a instalação de 4 unidades geradoras adicionais, porém não ter concluído sua instalação e também por o reservatório não ter alcançado o nível d'água máximo de projeto, na cota 259m.

16. A preocupação do Seesp está relacionada aos custos que já foram incorridos tanto nas obras civis quanto nas desapropriações bem como nos riscos relativos à conservação das áreas desapropriadas para enchimento do reservatório até a cota 259m.

17. A ANEEL entende que a ampliação da potência instalada da UHE Porto Primavera deva ser precedida por estudo de ótimo local que indique qual alternativa aproveita adequadamente o potencial hidráulico do trecho do rio onde se encontra instadas a UHE Porto Primavera. De fato, os custos já incorridos devem ser considerados na proposta a ser analisada pela concessionária, a fim de compor, inclusive, a análise custo-benefício dos estudos energéticos. Por outro lado, deve-se ter em mente que o aproveitamento ótimo de um local leva em conta não somente o potencial energético, mas também as condicionantes sócio-ambientais. O

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 4 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

que se pretende, com a obrigação proposta pela ANEEL, é que seja avaliada a melhor alternativa que contemple todas as variáveis que definem o aproveitamento ótimo de um rio, tendo em mente a possibilidade de se elevar o reservatório à cota 259m e a possibilidade de motorizar as unidades geradoras 15 a 18, do projeto original da UHE Porto primavera, concebido na década de 70.

18. Por fim, o Seesp propôs a inclusão de subcláusula que obriga a concessionária a manter vigilância permanente das áreas desapropriadas até a cota 259m. Tal obrigação explícita não é necessária uma vez ser obrigação da concessionária zelar pela integridade dos bens vinculados à concessão, devendo sua alienação ou cessão serem anuídas pela ANEEL. Tendo em vista que tais áreas foram desapropriadas para formação do reservatório da usina, elas estão vinculadas ao empreendimento devendo ser mantidas íntegras.

19. Entende-se que todas as três contribuições feitas pelo Seesp já estão adequadamente endereçadas pela proposta original da ANEEL, tendo sido, portanto, negadas.

20. A Cesp fez quatro contribuições, tendo sido parcialmente aceita a relacionada à descrição das instalações de transmissão de interesse restrito da usina e a referente ao cadastro sócio-econômico, e integralmente aceita a relacionada à exclusão do termo “eficiência energética” da subcláusula que trata da aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento. A última foi negada.

21. Quanto às instalações de transmissão de interesse restrito, destaca-se que a usina conectava-se originalmente³ por meio de linhas de transmissão, dois circuitos em 440kV, entre a subestação elevadora da usina (SE UHE Porto Primavera) e a Subestação Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica de São Paulo (CTEEP).

22. Entretanto, por meio da Nota Técnica⁴ nº 43/2005-SRT/ANEEL, de 9 de dezembro de 2005, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT) analisou as instalações de interesse restrito da usina, recomendando à diretoria que parte delas fossem integradas à rede básica. De acordo com a Resolução Autorizativa nº 376, de 19 de dezembro de 2005, as linhas de transmissão entre a SE Porto Primavera e a SE Taquaruçu foram incorporadas aos ativos da CTEEP.

23. Desse modo, o ponto de conexão da usina foi alterado, passando a se localizar nas buchas de saída da SE, em SF6, UHE Porto Primavera. Entretanto, conforme informado pela própria Cesp, o sistema de medição de faturamento da UHE Porto Primavera encontra-se localizado no lado de baixa tensão dos transformadores elevadores, antes da SE isolada a gás SF6. A medição teórica da energia entregue à rede básica é feita utilizando o “algoritmo de compensado de perda de transformadores”, cuja configuração foi analisada e aprovada pelo Operador Nacional do Sistema e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, por meio da Carta ONS-019/220/2007, de 15 de janeiro de 2007. As figuras a seguir ilustram o ponto de conexão da UHE e a fronteira entre a SE UHE Porto Primavera e as instalações da Transmissora.

³ Portaria DNAEE nº 209, de 14 de maio de 1997, e Despacho SCT nº 16, de 14 de agosto de 1998. As instalações entraram em operação, respectivamente, em 31 de janeiro de 1999 e 31 de agosto de 2000.

⁴ Documento nº 48552.139032/2005-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 5 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)



Figura 1: Ponto de conexão da UHE Porto Primavera

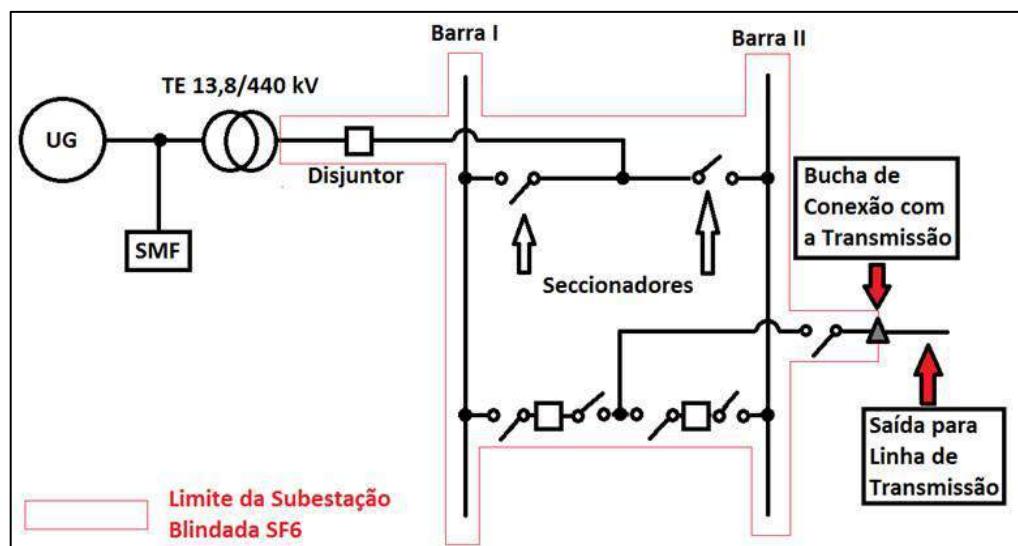


Figura 2: Ponto de conexão da UHE Porto Primavera

24. Assim, recomenda-se que a redação da Subcláusula Segunda da Cláusula Primeira seja reescrita, a fim de incorporar as sugestões da Cesp, conforme transcrita a seguir:

Subcláusula Segunda – As Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica são consideradas parte integrante da concessão de geração de energia elétrica de que trata este Contrato, e compreendem as seguintes instalações:

Subestação elevadora UHE Porto Primavera, blindada e isolada a gás SF6, constituída por:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 6 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

- 12 (doze) transformadores 13,8/440kV- 112MVA e 2 (dois) transformadores 13,8/440kV-122MVA;
- 14 (quatorze) bays de conexão de transformador 440kV, isolados a gás SF6;
- 2 (dois) barramentos 440 kV blindados e isolados a gás SF6;
- 4 (quatro) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, sendo 2 (dois) para a SE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista e 2 (dois) para a SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A.;
- 2 (dois) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, existentes, para uso de linhas de transmissão futuras.

Parágrafo único – O ponto de conexão da **UHE** está localizado nas buchas de saída da Subestação elevadora UHE Porto Primavera, de onde partem as linhas de transmissão integrantes da rede básica, para a SE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, e para a SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A..

25. A Cesp ainda sugeriu excluir a Subcláusula Primeira da Cláusula Quarta, que trata das obrigações relativas ao cadastro socioeconômico, alegando já ter o realizado e que a licença de operação nº 121/2000 informa que tais atividades foram concluídas previamente à publicação do Decreto nº 7.342/2010 e da Portaria Interministerial nº 340/2012. Tal sugestão foi acatada parcialmente, uma vez que a conclusão do cadastro não exime a concessionária de disponibilizar tais informações para consulta, como dispõe a regulamentação em vigor. Diante disso, propomos a adequação do dispositivo de forma a refletir a realidade da UHE Porto Primavera, conforme transscrito a seguir:

X. Manter o cadastro socioeconômico da população atingida pela UHE disponível para consulta por qualquer interessado em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet), observado o disposto no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010, e na regulamentação estabelecida por meio da Portaria Interministerial nº 340, de 1º de junho de 2012, ou legislação superveniente.

26. Por fim, a Cesp ainda sugere alteração do item III da Subcláusula Segunda da Cláusula Décima Primeira, que trata da apuração do montante da indenização devida ao fim da nova concessão. Entende-se não haver necessidade de alteração da redação como proposta pela ANEEL, uma vez que tais valores serão apurados de acordo com a regra vigente.

27. O Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo (SINERGIA CUT) e o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas/SP (STIEEC) encaminharam uma manifestação única dos dois Sindicatos. O documento encaminhado traz um histórico do processo, considerações e requerimentos. As contribuições à minuta de Contrato de Concessão que regulará, nos termos do Decreto nº 9.271/2018, a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, estão dispersas ao longo do documento encaminhado e foram consolidadas em oito contribuições no RAC.

28. Das oito contribuições feitas pelos Sindicatos (SINERGIA CUT e STIEEC), seis foram classificadas como “fora do escopo”, visto que a AP nº 18/2018 visa unicamente o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018. Tais contribuições se referiram a outras questões que fogem do objeto da AP, tais como

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 7 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

avaliação dos impactos ambientais e sociais do alteamento da cota do reservatório, estrutura administrativa da Cesp, outros empreendimentos dos quais a CESP possui participação societária, etc.

29. As outras duas contribuições se referiram (i) à possibilidade de realização de audiência pública presencial no município de Rosana/SP e (ii) à exclusão da expressão “de terceiros”, do inciso IV, da subcláusula primeira da Cláusula Quarta.

30. No que se refere à sessão presencial da AP é importante esclarecer que a definição de realização ou não se sessão presencial no processo de Audiência Pública normatizado pela ANEEL é discricionária da Diretoria Colegiada da Agência, conforme §3º do art. 15 da Resolução Normativa nº 273, de 10 de julho de 2007, com redação dada pela Resolução Normativa nº 483, de 17 de abril de 2012. No caso em questão, optou-se por realizar a Audiência Pública sem sessões presenciais, somente por meio de intercâmbio documental.

31. Durante o período de contribuições, o diretor relator do processo não acolheu a solicitação de realização de sessão presencial de audiência pública no município de Rosana/SP, conforme informado ao STIEC no Ofício nº 238/2018-SMA/ANEEL. Diante disso, tal proposta não foi aceita visto que já foi decidido pela ANEEL a respeito da sessão presencial da AP no município de Rosana/SP.

32. Os Sindicatos (SINERGIA CUT e STIEC) propuseram ainda a exclusão da expressão “de terceiros”, do inciso IV⁵, da subcláusula primeira da Cláusula Quarta que trata das obrigações e encargos da concessionária. Tal proposta não foi acatada visto que a Concessionária tem liberdade na direção de seus negócios, incluindo as medidas necessárias para as contratações de investimentos, pessoal, material e tecnologia, como qualquer outra concessionária do setor, não cabendo à ANEEL restringir a direção dos negócios de uma concessionária específica,

33. Após a implementação das alterações discorridas nesta Nota Técnica, inclusive as contidas no RAC (Anexo I), a minuta de contrato de concessão foi ajustada, conforme apresentado no Anexo II.

IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

34. A presente Nota Técnica tem amparo legal:

- Na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- No Decreto nº 2.003, de 25 de setembro de 1996;
- Na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- Na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e
- No Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018;

⁵ IV. Manter pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e treinado, em quantidade compatível com o desempenho da atividade/serviço, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a eficiência e a segurança na exploração do empreendimento;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 8 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

V – DA CONCLUSÃO

35. Em face do exposto, o Processo está em condições de ser deliberado pela Diretoria Colegiada com vistas a aprovar a minuta do contrato de concessão, conforme em anexo, que regulará – nos termos do Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018 – a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, após analisadas as contribuições apresentadas no período de 29 de março a 27 de abril de 2018.

VI – DA RECOMENDAÇÃO

36. Encaminhar a presente Nota Técnica ao Diretor Relator.

(Assinado digitalmente)
MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Especialista em Regulação – SCG/ANEEL

De acordo:

(Assinado digitalmente)
HÉLVIO NEVES GUERRA
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Anexo I - Relatório de Análise de Contribuições – Audiência Pública nº 18/2018

INSTITUIÇÃO	TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA
CESP	<p>CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO</p> <p>Subcláusula Segunda - As Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica4 são consideradas parte integrante da concessão de geração de energia elétrica de que trata este Contrato, e compreendem as seguintes instalações:</p> <p>I. Subestação elevadora UHE Porto Primavera, blindada e isolada a gás SF6, constituída por doze transformadores 13,8/440kV – 112MVA e dois transformadores 13,8/440kV-122MVA;</p> <p>II. Duas linhas de transmissão em 440kV, sendo uma, do tipo circuito único, com 113,21km de extensão, e outra, também de circuito único, com 116,68km de extensão, que conectam a SE UHE Porto Primavera à Subestação UHE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista;</p> <p>III. Uma linha de transmissão em 440kV, circuito duplo, em que conecta a SE UHE Porto Primavera à Subestação Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A.</p> <p>IV. A usina se conecta à SE UHE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, e à SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S. A.</p>	<p>CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO</p> <p>Subcláusula Segunda – As Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica são consideradas parte integrante da concessão de geração de energia elétrica de que trata este Contrato, e compreendem as seguintes instalações:</p> <p>I. Subestação elevadora UHE Porto Primavera, de propriedade da CESP, blindada e isolada a gás SF6, constituída por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 12 (doze) transformadores 13,8/440kV-112MVA e 2 (dois) transformadores 13,8/440kV-122MVA; - 14 (quatorze) bays de conexão de transformador 440kV, isolados a gás SF6; - 2 (dois) barramentos 440 kV blindados e isolados a gás SF6; - 4 (quatro) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, sendo 2 (dois) para a SE Taquaruçu (CTEEP) e 2 (dois) para a SE Nova Porto Primavera (State Grid); - 2 (dois) bays de linha 440kV, blindados e isolados a gás SF6, existentes, para uso de linhas de transmissão futuras. <p>II. Duas linhas de transmissão em 440kV, sendo uma, do tipo circuito único, com 113,21km de extensão, e outra, também do circuito único, com 116,68km de extensão, que conectam a SE UHE Porto Primavera à Subestação UHE Taquaruçu, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista;</p>	<p>Com a construção das duas LTs 440kV da UHE Porto Primavera à SE Nova Porto Primavera 440/230kV pela PPTE (hoje State Grid), para atendimento ao Mato Grosso do Sul, e transferência das duas LTs 440kV Porto Primavera – Taquaruçu, da CESP para a CTEEP, a subestação da UHE Porto Primavera passou a integrar a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.</p> <p>Devido suas especificidades e com base nos entendimentos da Nota técnica ANEEL nº 043/2005, de 09 de dezembro de 2005, a subestação elevadora da UHE Porto Primavera, blindada e isolada a gás SF6, bem como os 4 (quatro) bays de Linha 440kV, existentes e igualmente blindados e isolados a gás SF6, continuaram de propriedade da CESP, mas passaram a fazer parte integrante da Rede Básica, constituindo instalações de transmissão de interesse restrito da geradora.</p> <p>Existem ainda dois bays de linha 440kV blindados e isolados a gás SF6, para uso futuro.</p>	<p>Parcialmente aceita</p> <p>Foi incluído dispositivo nesta subcláusula de forma a esclarecer que o ponto de conexão está localizado nas buchas de saída da SE elevadora UHE Porto Primavera, de onde partem as linhas de transmissão integrantes da rede básica, para a SE Taquaruçu, e SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade das transmissoras</p>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

\SCG\INT\119\INT_242\MS2305

48524.003362/2018-00



(Fl. 10 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

		<p>III. Uma linha de transmissão em 440kV, circuito duplo, em que conecta a SE UHE Porto Primavera à Subestação Nova Porto Primavera, sob responsabilidade da Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.</p> <p>II. A usina se conecta à SE UHE Taquaruçu e à SE Nova Porto Primavera, sob responsabilidade das transmissoras.</p>		
CESP	<p>CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA</p> <p>Subcláusula Primeira</p> <p>X. Apresentar o cadastro socioeconômico da população atingida pela UHE, mantendo-o disponível para consulta por qualquer interessado em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet), observado o disposto no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010, e na regulamentação estabelecida por meio da Portaria Interministerial nº 340, de 1º de junho de 2012, ou legislação superveniente.</p>	<p>CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA</p> <p>Subcláusula Primeira</p> <p>X. Apresentar o cadastro socioeconômico da população atingida pela UHE, mantendo-o disponível para consulta por qualquer interessado em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet), observado o disposto no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010, e na regulamentação estabelecida por meio da Portaria Interministerial nº 340, de 1º de junho de 2012, ou legislação superveniente.</p>	<p>Excluir o texto em razão de já ter sido realizado o cadastro socioeconômico da população atingida pelo empreendimento, sendo que o mesmo já possui a Renovação da Licença de Operação nº 121/2000, de 03 de maio de 2002, onde resta inconteste que as atividades de desapropriação e remanejamento populacional foram totalmente concluídas previamente à publicação do Decreto nº 7.342/2010 e Portaria Interministerial nº 340/2012, em especial nos seus artigos 2º e 4º, que se referem à etapa anterior do início da operação dos empreendimentos.</p>	<p>Parcialmente aceita</p> <p>A conclusão do cadastro não exime a concessionária de disponibilizar tais informações para consulta, como dispõe a regulamentação em vigor. O dispositivo será adequado para refletir a realidade da UHE Porto Primavera.</p>
CESP	<p>CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA (...)</p> <p>Subcláusula Sexta – A Concessionária fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e em eficiência energética, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e de regulamentação específica</p>	<p>CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA (...)</p> <p>Subcláusula Sexta – A Concessionária fica obrigada a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e em eficiência energética, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e de regulamentação específica</p>	<p>Excluir o termo "e em eficiência energética" do texto da Subcláusula Sexta (Cláusula Quarta), visto que essa obrigação se aplica somente às distribuidoras. O artigo 2º da Lei 9.991/2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, estabelece que as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por</p>	<p>Aceita</p>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 11 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

			cento) de sua receita operacional líquida em PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.		
CESP	CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS VII. O montante da indenização devida à Concessionária terá seu valor apurado conforme regras vigentes;	CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS III. O montante da indenização devida à Concessionária terá seu valor apurado conforme regras vigentes ao tempo da assinatura do Contrato de Concessão e conforme previsto no art.20 do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.	A redação proposta deixa dúvidas em relação a qual norma jurídica aplicável para apuração do montante da indenização, se do momento da assinatura do contrato ou da regra vigente ao final da concessão. Assim, para demonstrar correspondência e coesão com a Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL é necessário considerar o item 33 da Nota Técnica que prevê a forma como se processará a indenização	Não aceita	Não há necessidade de alterar a redação proposta pela ANEEL, uma vez que tais valores serão apurados de acordo com a regra vigente
SEESP	CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO [...] Subcláusula Primeira – A UHE Porto Primavera possui as características técnicas discriminadas a seguir: a. Níveis d'Água do reservatório: N.A. máximo maximorum de projeto: 259,7 m N.A. máximo normal operativo: 257,0 m N.A. máximo normal de projeto: 259,0 m N.A. mínimo normal: 257,0 m O nível d'água máximo normal operativo do reservatório da UHE Porto Primavera está limitado à cota estabelecida na Licença Ambiental de Operação (257,0 m). A operação do reservatório na cota 259,0 m dependerá da obtenção prévia do licenciamento ambiental pertinente. b. Potência Instalada: 1.540.000 kW c. Número de unidades geradoras: 14	CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO CONTRATO [...] Subcláusula Primeira – A UHE Porto Primavera possui as características técnicas discriminadas a seguir: a. Níveis d'Água do reservatório: N.A. máximo Maximorum de projeto: 259,7 m N.A. máximo atual operativo: 257,0 m N.A. máximo de projeto: 259,0 m N.A. mínimo: 257,0 m O nível d'água máximo atual operativo do reservatório da UHE Porto Primavera está limitado à cota estabelecida na Licença Ambiental de Operação (257,0 m). A operação do reservatório na cota 259,0 m dependerá da obtenção prévia do licenciamento ambiental pertinente. b. Potência Instalada: 1.540.000 kW		A proposta de minuta de Contrato pretende que seja avaliada a melhor alternativa que contele todas as variáveis que definem o aproveitamento ótimo de um rio, tendo em mente a possibilidade de elevar o reservatório à cota 259m e a possibilidade de motorizar as unidades geradoras 15 a 18, do projeto original da UHE Porto primavera, concebido na década de 70. Destaca-se que o aproveitamento ótimo de um local leva em conta não somente o potencial energético, mas também as condicionantes socioambientais.	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 12 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

		c. Número de unidades geradoras: 14, com possibilidade de expansão para 18.		
SEESP	CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA ... Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE: ... II. Elaborar, em conjunto ou com a participação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, estudos de otimização da UHE Porto Primavera, para o SIN – Sistema Interligado Nacional e para a UHE de Itaipu , considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da UHE, se assim determinado pelo Poder Concedente, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste Contrato;	CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA ... Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE: ... II. Elaborar, em conjunto ou com a participação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, estudos de otimização da UHE Porto Primavera, para o SIN – Sistema Interligado Nacional e para a UHE de Itaipu , considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da UHE, se assim determinado pelo Poder Concedente, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste Contrato; Poderão ser requeridas as atualizações de tais estudos a cada 5 anos de concessão e até que fique viabilizada a sua execução.	Não aceita	A proposta de minuta de Contrato pretende que seja avaliada a melhor alternativa que contemple todas as variáveis que definem o aproveitamento ótimo de um rio, tendo em mente a possibilidade de elevar o reservatório à cota 259m e a possibilidade de motorizar as unidades geradoras 15 a 18, do projeto original da UHE Porto primavera, concebido na década de 70. Destaca-se que o aproveitamento ótimo de um local leva em conta não somente o potencial energético, mas também as condicionantes socioambientais.
SEESP	CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA ... Subcláusula Terceira - A Concessionária deverá adotar no que diz respeito à cessão de direito de uso de áreas marginais e de ilhas do reservatório a ser formado pela UHE os seguintes procedimentos: I. Realizar vistoria permanente e manter diagnóstico anualmente atualizado da situação das áreas marginais ao reservatório e ilhas com	CLÁUSULA QUARTA – OBRIGAÇÃO E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA ... Subcláusula Terceira - A Concessionária deverá adotar no que diz respeito à cessão de direito de uso de áreas marginais e de ilhas do reservatório a ser formado pela UHE os seguintes procedimentos: I. Realizar vistoria permanente e manter diagnóstico anualmente atualizado da situação das áreas marginais ao reservatório e ilhas com	Não aceita	Explicitar tal obrigação no Contrato não é necessária uma vez que a concessionária deve zelar pela integridade dos bens vinculados à concessão, devendo sua alienação ou cessão serem anuídas pela ANEEL. Tendo em vista que tais áreas foram desapropriadas para formação do reservatório da usina, elas estão

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 13 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

	<p>identificação e cadastramento das ocupações, à disposição da ANEEL e de qualquer interessado, sendo obrigatória a divulgação em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet);</p> <p>II. Elaborar, em articulação com as comunidades envolvidas e outros órgãos gestores Plano Diretor para o reservatório, objetivando o disciplinamento, a preservação e a implementação de plano de usos múltiplos, em especial os de interesse público e social, tais como Planos de Bacia Hidrográfica, Planos Regionais de Desenvolvimento, Planos Diretores e/ou Planos de uso e ocupação dos solos municipais;</p>	<p>identificação e cadastramento das ocupações, à disposição da ANEEL e de qualquer interessado, sendo obrigatória a divulgação em sítios oficiais da rede mundial de computadores (internet);</p> <p>la. Manter permanente vigilância, prevenindo e combatendo energicamente, por todos os meios que se fizerem necessários, ocupações irregulares de invasores em áreas dos reservatórios e respectivas áreas de ocupação, considerando a cota máxima de enchimento de 259m.</p>			<p>vinculadas ao empreendimento devendo ser mantidas íntegras.</p>
SINERGIA CUT E STIEEC		Considerando que o processo em curso é de alienação do controle societário da CESP e que existe parque gerador eólico e solar no complexo hidrelétrico de Porto Primavera. O parque gerador será privatizado em conjunto com a usina? Qual será o tratamento dado?		Fora do escopo	<p>A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018.</p> <p>Os demais empreendimentos que a CESP detém qualquer tipo de participação societária não são objeto dessa AP.</p>
SINERGIA CUT E STIEEC		Considerando os questionamentos apontados nos acórdãos do Tribunal de Contas da União – TCU: nº 3.492/2012 – TCU – Plenário, de 10/12/2012; nº 1.253/2016 – TCU – Plenário, de 18/05/2016; nº 2.502/2017 – TCU – Plenário, de 08/11/2017, sobre o projeto básico da UHE Porto Primavera, com a exigência da adoção de medidas de adequação à capacidade operacional da usina – com a possibilidade de instalação de		Fora do escopo	<p>A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018.</p>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 14 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

		<p>mais quatro unidades geradoras, aumentando a atual cota 257m para 259m;</p> <p>Considerando que a minuta do novo contrato de concessão coloca o novo controlador a necessidade de realizar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificar o aproveitamento ótimo da usina:</p> <p>Tendo em vista que para a ampliação das instalações da UHE Porto Primavera para o cumprimento da cota de 259m, conforme a concepção do projeto inicial, será necessário aumentar a área alagada. Os órgãos competentes estão atentos aos impactos ambientais e sociais?</p>			<p>A eventual operação do reservatório na cota 259,0 m dependerá da obtenção prévia do licenciamento ambiental pertinente, como destacado na Subcláusula Primeira da Cláusula Primeira .</p>
SINERGIA CUT E STIEEC		<p>Identificamos que não existe na minuta do novo contrato de concessão qualquer menção à garantia de representação dos trabalhadores no Conselho de Administração da CESP, reivindicamos que seja incluído no texto do contrato;</p>		Fora do escopo	<p>A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018.</p> <p>O contrato de concessão não regula as questões relacionadas à governança da concessionária, que deverá seguir as regras estabelecidas em edital.</p>
SINERGIA CUT E STIEEC	<p>CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA</p> <p>Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE:</p> <p>IV. Manter pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e treinado, em quantidade compatível com o desempenho da atividade/serviço, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a eficiência e a segurança na exploração do empreendimento” – Excluir a palavra “terceiros”;</p>	<p>Na Cláusula 4^a, subcláusula 1^a, inciso 4º: “IV. Manter pessoal técnico e administrativo, próprio ou de terceiros, legalmente habilitado e treinado, em quantidade compatível com o desempenho da atividade/serviço, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a eficiência e a segurança na exploração do empreendimento” – Excluir a palavra “terceiros”;</p>		Não aceita	<p>A Concessionária terá liberdade na direção de seus negócios, incluindo as medidas necessárias para as contratações de investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições do Contrato, da legislação específica, das normas regulamentares e das</p>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 15 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

	desempenho da atividade/serviço, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a eficiência e a segurança na exploração do empreendimento;				instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL..
SINERGIA CUT E STIEEC		Assim, dada a complexidade do assunto tratado, reivindicamos a realização de uma audiência pública presencial em Rosana/SP. Que seja realizada audiência pública presencial no município de Rosana/SP para permitir a participação social da comunidade mais afetada pelo empreendimento		Não aceita	A definição de realização ou não se sessão presencial no processo de Audiência Pública normatizado pela ANEEL é discricionária da Diretoria Colegiada da Agência, conforme §3º do art. 15 da Resolução Normativa nº 273, de 10 de julho de 2007, com redação dada pela Resolução Normativa nº 483, de 17 de abril de 2012. No caso em questão, optou-se por realizar a Audiência Pública somente por meio de intercâmbio documental.
SINERGIA CUT E STIEEC		<ul style="list-style-type: none"> • A manutenção do Campus da Universidade Estadual Paulista – UNESP em Rosana/SP e com a ampliação das suas atividades e dos cursos oferecidos; • Regularização do perímetro urbano do Distrito de Porto Primavera e de Rosana/SP; • Regularização fundiária para os trabalhadores rurais e para as famílias de assentados que residem na região da usina; 		Fora do escopo	A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018
SINERGIA CUT E STIEEC		<ul style="list-style-type: none"> • Que seja respeitado o prazo atual dos contratos de concessão para que ao seu término, os mesmos possam retornar à União para posterior decisão sobre a operação das usinas em processo democrático que garanta a participação social. 		Fora do escopo	A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fl. 16 da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 23/5/2018)

SINERGIA CUT E STIEEC	<ul style="list-style-type: none"> Que o Ministério de Minas e Energia – MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, de maneira transparente, respondam a todos os questionamentos enviados/protocolados durante ao atual processo de discussão da privatização da CESP; 		Fora do escopo	A audiência pública visa o aprimoramento da minuta de contrato de concessão que regulará a nova outorga referente à UHE Porto Primavera, que comporá o edital de licitação que o Governo de São Paulo promoverá, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e do Decreto nº 9.271/2018
-----------------------------	--	--	----------------	--

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



ANEXO 8

**Oficio SEESP OF. PRE 163/2018, de 28/05/2018, endereçado ao
Diretor-Relator, com cópia demais Diretores da ANEEL**



OF. PRE 2018/2021 nº 162/2018

São Paulo, 28 de maio de 2018.

Ao Senhor
André Pepitone de Nobrega
Diretor da ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica

Assunto: UHE de Porto Primavera
Análise das Contribuições da
Audiência Pública nº 018/2018
Processo nº 48500.005033/2000-41

Senhor Diretor-Relator,

No presente ofício, se questiona a possibilidade de que a ANEEL possa delegar ao futuro Concessionário a decisão de executar ou não a conclusão da obra de aproveitamento hidrelétrico da UHE de Porto Primavera, sob seu ponto de vista e interesse local, deixando, desta forma, de considerar os expressivos benefícios para o Sistema Interligado Nacional– SIN.

Através da Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 3 de maio de 2018, foi efetuada a Análise das Contribuições da Audiência Pública nº 018/2018, que tem por objetivo obter subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica – UHE Porto Primavera.

Ainda que deva-se enaltecer a seriedade e a qualidade dos trabalhos realizados pela equipe técnica da ANEEL, responsável até aqui pela condução do processo, há de se registrar que ainda não se encontra suficientemente instruído para que possa ser pautado e deliberado pela Diretoria Plena da ANEEL, isto porque não se encontram devidamente fundamentados:

- Os motivos de não atendimento ao Acórdão do TCU de nº 1253/2016, de 18/05/2016, onde se expediu determinação à Agência Reguladora para que a CESP fosse a busca de licença ambiental necessária ao atingimento da cota 259m, de forma que passasse a cumprir o objeto de seu Contrato de Concessão;





-2-

- Os motivos da ANEEL estar condicionando o enchimento do reservatório e a instalação de novas 4 unidades geradoras a realização de estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo, a serem feitos pelo Concessionário, em âmbito local e sem levar em conta aspectos sistêmicos, inclusive deixando de solicitar manifestação do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Não resta claro o que acontecerá se ao final dos 24 meses se os estudos momentaneamente não demonstrarem a viabilidade econômica para a expansão da UHE de Porto Primavera? Se desiste definitivamente de sua expansão?

Os dois primeiros tópicos se encontram estreitamente relacionados pois o segundo, em nosso entender, não poderia servir de justificativa para o primeiro, pois o foco da decisão pelo Concessionário estaria se dando sob sua perspectiva e não observando o interesse público envolvido.

Pelo que se pode deduzir da Nota Técnica nº 105/2018-SCG/ANEEL, de 9 de março de 2018, o atendimento do referido Acórdão do TCU quanto ao seu cumprimento ou justificativa de não cumprimento, estaria sendo satisfeito com a inserção do inciso II da Cláusula Quarta da minuta do Contrato de Concessão:

CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA
Para possibilitar a exploração do potencial hidráulico referido na Cláusula Primeira, a **Concessionária** assume todas as responsabilidades e os encargos relacionados com a operação e a manutenção da **UHE**, devendo observar as normas técnicas e exigências legais aplicáveis.

Subcláusula Primeira - Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da **Concessionária** na exploração da **UHE**:

...
II. Elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da **UHE**, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da **ANEEL** no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste **Contrato**, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da **UHE**, se assim determinado pelo **Poder Concedente**, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste **Contrato**;



-3-

Os esclarecimentos recentemente feitos pela Nota Técnica nº 236/2018-SCG/ANEEL, de 3 de maio de 2018, vieram a confirmar o enfoque de otimização local:

17. A ANEEL entende que a ampliação da potência instalada da UHE Porto Primavera deva ser precedida por estudo de ótimo **local** que indique qual alternativa aproveita adequadamente o potencial hidráulico do trecho do rio onde se encontra instadas a UHE Porto Primavera. De fato, os custos já incorridos devem ser considerados na proposta a ser analisada pela concessionária, a fim de compor, inclusive, a análise custo-benefício dos estudos energéticos. Por outro lado, deve-se ter em mente que o aproveitamento ótimo de um local leva em conta não somente o potencial energético, mas também as condicionantes sócio-ambientais. O que se pretende, com a obrigação proposta pela ANEEL, é que seja avaliada a melhor alternativa que contemple todas as variáveis que definem o aproveitamento ótimo de um rio, tendo em mente a possibilidade de se elevar o reservatório à cota 259m e a possibilidade de motorizar as unidades geradoras 15 a 18, do projeto original da UHE Porto primavera, concebido na década de 70.(Grifo nosso)

Assim, resta claro que é equivocada a posição da área técnica da ANEEL de deixar a cargo do Concessionário executar ou não as obras de expansão da UHE de Porto Primavera, com base em estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, sob o ponto de vista local apenas.

Esta certamente não é a solução mais vantajosa para o interesse público pois os benefícios do aproveitamento hidrelétrico se darão de forma sistêmica, considerando ainda inúmeros fatores, como regularização de vazão do Rio Paraná, evitar enchentes a jusante e até ganhos de geração de energia elétrica na UHE de Itaipu.

Observe que a área técnica da ANEEL até agora não se dispôs a solicitar a manifestação do ONS, conforme foi nosso pedido feito pelo Ofício nº 162/2018, de 9 de maio de 2018 (Documento 48513.017722/2018-00), isto somente deixa claro que não irá atender ao Acórdão do TCU citado e que deverá prevalecer o interesse do Concessionário sobrepondo o interesse público.





A lógica que se mostra mais adequada para o interesse público é a que a decisão de completar ou não o projeto que se encontra mais de 90% concluído deva se dar sob o ponto de vista sistêmico, ou seja, com a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados. Se os gastos do Concessionário advindos de se executar obras para completar o projeto não se tornarem economicamente recuperáveis por deficiências do modelo setorial, como explicaremos a seguir, deveria resultar numa redução do lance do preço proposto no leilão para a privatização, uma vez que os benefícios para a sociedade são perenes enquanto que os gastos do Concessionário ocorrem uma única vez. Não se está "inventando" uma despesa nova já que o projeto da UHE foi assim concebido e implantado.

Investimentos adicionais de muito pequena monta permitem ampliar a capacidade instalada de usinas hidroelétricas existentes, em um momento em que são notórias as evidências de que o Sistema Interligado Nacional carece de ampliação de capacidade instalada, notadamente em horário de ponta, como é o caso de Porto Primavera. O modelo setorial injustamente rateia os ganhos da instalação da capacidade adicional e do reservatório através de regras no âmbito do mecanismo de realocação de energia (MRE).

É patente a ausência de incentivos à instalação de capacidade adicional nas hidroelétricas, devido à "repartição" dos resultados desses investimentos no âmbito MRE, ou seja, o acréscimo da energia produzida não fica com quem a produziu.

Assim, uma eventual decisão a ser tomada pela Diretoria da ANEEL em relação ao novo Contrato de Concessão da UHE de Porto Primavera sem a devida manifestação do ONS acerca da Audiência Pública nº 018/2018, poderá vir a ser questionada pelo SEESP em diversas esferas por desatender ao Acórdão do TCU de nº 1253/2016, de 18/05/2016 e por atentar ao interesse público envolvido.

Uma manifestação do ONS em assunto que este Órgão detém competência legal (artigo 13 da Lei nº 9.648/1998 atualizada) contribui para melhor instrução do processo e que entendemos que a ANEEL, o TCU e a sociedade civil não deveriam de forma alguma prescindir.

Atenciosamente,

Eng. Murilo Pinheiro
Presidente

ANEXO 9

ANEEL – Resolução nº 30, de 24/02/1999 – Declara de utilidade pública área à implantação da 2ª etapa da UHE Porto Primavera

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO N° 30, DE 24 DE FEVEREIRO DE 1999.

Declara de utilidade pública área necessária à implantação da 2^a etapa da UHE Porto Primavera.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com Deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso XXXV do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, na alínea “b” do art. 151 do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, regulamentado pelo Decreto nº 35.851, de 16 de julho de 1954, no Decreto-lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941, alterado pela Lei nº 2.786, de 21 de maio de 1956 e no art. 10 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterada pelo art. 3º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o que consta do Processo nº 48500.001490/98-25, resolve:

Art. 1º Declarar de utilidade pública, para fins de desapropriação, em favor da Companhia Energética de São Paulo - CESP, a área de terra de propriedade particular no total de 62.855,5320 ha (sessenta e dois mil, oitocentos e cinqüenta e cinco hectares, cinqüenta e três deciares e vinte centiares), nos Municípios de Anaurilândia, Bataguassu, Santa Rita do Rio Pardo, Brasilândia e Três Lagoas, Estado de Mato Grosso do Sul, e Municípios de Teodoro Sampaio, Presidente Epitácio, Caiuá, Panorama, Paulicéia, Presidente Venceslau, Ouro Verde, Santa Mercedes, São João do Pau d’Alho e Castilho, Estado de São Paulo e Ilhas localizadas nos Rios Paraná e Verde, necessária à implantação da segunda etapa do reservatório da Usina Hidrelétrica Porto Primavera.

§ 1º A área de terra de que trata este artigo se descreve e caracteriza como abaixo, sendo as coordenadas do sistema UTM referidas ao Meridiano central de 51º W e totalizando 62.855,5320 ha:

Inicia no ponto 7, de coordenadas N 7.527.274,55 e E 297.301,07, situado no Estado de Mato Grosso do Sul, na divisa do Canteiro de Obras da Usina Porto Primavera, no limite de aquisição do Reservatório da Usina Porto Primavera, cota 259,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 8, de coordenadas N 7.540.197,00 e E 299.175,00, estaca máxima da aquisição no Ribeirão das Três Barras; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 9, de coordenadas N 7.542.023,00 e E 317.775,00, estaca máxima da aquisição no Ribeirão Machado; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 10, de coordenadas N 7.545.257,00 e E 331.830,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Anaurilândia, travessia do Ribeirão Quiterói; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas até o ponto 11, de coordenadas N 7.549.062,00 e E 328.535,00, estaca máxima da aquisição no Rio Quiterói; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 12, de coordenadas N 7.564.275,00 e E 348.721,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Anaurilândia, travessia do Ribeirão Quebracho; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 13, de coordenadas N 7.565.020,00 e E 348.254,00, estaca máxima, da aquisição no Ribeirão Quebracho, divisor dos municípios de Anaurilândia e Bataguassu; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 14, de coordenadas N 7.577.330,00 e E 355.755,00, estaca inicial do degrau altimétrico passando da cota 259,00m + 50,00m/horiz., para a cota 259,20m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem

numérica crescente das estacas, até o ponto 15, de coordenadas N 7.589.573,00 e E 362.612,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Bataguassu; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 16, de coordenadas N 7.596.974,00 e E 370.634,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Rodovia Federal Manoel da Costa Lima (BR 267), do DNER - Departamento Nacional de Estradas de Rodagem; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 17, de coordenadas N 7.601.814,00 e E 354.806,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Bataguassu; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 18, de coordenadas N 7.597.080,00 e E 329.315,00, estaca máxima da aquisição no Rio Pardo, divisor dos municípios de Bataguassu e Santa Rita do Pardo; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas até o ponto 19, de coordenadas N 7.617.647,00 e E 374.074,00, estaca máxima de aquisição no Rio Taquaruçu, divisor dos municípios de Santa Rita do Pardo e Brasilândia; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 20, de coordenadas N 7.616.462,00 e E 384.503,00, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 259,20m + 50,00m/horiz., para cota 259,70m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 21, de coordenadas N 7.637.352,00 e E 398.189,00, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 259,70m + 50,00m/horiz., para cota 260,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 22, de coordenadas N 7.650.175,43 e E 400.218,20, estaca de término da transição do limite de aquisição, passando da cota 260,00m + 50,00m/horiz., para cota 264,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 264,00m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 23, de coordenadas N 7.653.066,45 e E 401.330,30, estaca na cota 264,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 264,00m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 24, de coordenadas N 7.659.432,00 e E 398.596,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Brasilândia, travessia do Rio Verde; segue pelo limite de aquisição, cota 264,00m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 25, de coordenadas N 7.676.508,00 e E 379.040,00, estaca máxima da aquisição no Rio Verde, divisor dos municípios de Brasilândia e Três Lagoas; segue pelo limite de aquisição, cota 264,00m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 26, de coordenadas N 7.660.807,00 e E 406.807,00, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 264,00m, para a cota 264,40m; segue pelo limite de aquisição, cota 264,40m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 27, de coordenadas N 7.664.972,00 e E 412.195,00, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 264,40m, para cota 264,70m; segue pelo limite de aquisição, cota 264,70m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 28, de coordenadas N 7.669.030,00 e E 415.875,00, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 264,70m, para cota 265,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 265,00m no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 29, de coordenadas N 7.673.264,06 e E 418.908,99, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 265,00m, para cota 265,50m; segue pelo limite de aquisição, cota 265,50m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 30, de coordenadas N 7.682.874,10 e E 424.917,92, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 265,50m, para cota 266,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 266,00m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 31, de coordenadas N 7.688.564,02 e E 431.037,49, estaca inicial do degrau altimétrico, passando da cota 266,00m, para cota 266,30m; segue pelo limite de aquisição, cota 266,30m, no sentido da ordem numérica crescente das estacas, até o ponto 32, de coordenadas N 7.700.961,15 e E 433.940,33, situado na divisa do Canteiro de Obras da Usina Jupiá; segue acompanhando a divisa do Canteiro de Obras da

Usina Jupiá, até o ponto 33, de coordenadas N 7.700.942,14 e E 434.147,86, situado na margem direita do Rio Paraná, divisor dos Estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo; atravessa o Rio Paraná, até sua margem esquerda, Estado de São Paulo, até o ponto 34; de coordenadas N 7.700.833,00 e E 435.172,00, segue acompanhando a divisa do Canteiro de Obras da Usina Jupiá, até o ponto 35, de coordenadas N 7.700.768,00 e E 435.723,00, situado no limite de aquisição, cota 266,30m; segue pelo limite de aquisição, cota 266,30m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 36, de coordenadas N 7.684.267,00 e E 436.530,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 266,30m, para a cota 266,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 266,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 37, de coordenadas N 7.680.117,00 e E 426.774,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 266,00m, para a cota 265,50m; segue pelo limite de aquisição, cota 265,50m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 38, de coordenadas N 7.670.935,00 e E 428.368,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 265,50m, para a cota 265,00; segue pelo limite de aquisição, cota 265,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 39, de coordenadas N 7.659.403,00 e E 433.526,00, estaca máxima da aquisição no Rio Aguapeí, divisor dos municípios de Castilho e São João do Pau D’álho; segue pelo limite de aquisição, cota 265,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 40, de coordenadas N 7.660.036,00 e E 428.852,00, estaca situada na linha divisória dos municípios de São João do Pau D’álho e Paulicéia; segue pelo limite de aquisição, cota 265,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 41, de coordenadas N 7.666.469,00 e E 422.072,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 265,00m, para a cota 264,70m; segue pelo limite de aquisição, cota 264,70m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 42, de coordenadas N 7.661.358,00 e E 417.344,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 264,70m, para a cota 264,00m; segue pelo limite de aquisição na transição entre a cota 264,00m e a cota 260,90m + 50,00m/horiz., na ordem numérica decrescente, até o ponto 43, de coordenadas N 7.659.565,00 e E 409.600,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 260,90m + 50,00m/horiz., para a cota 260,40m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,40m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 44, de coordenadas N 7.652.767,00 e E 412.105,00, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 260,40m + 50,00m/horiz., para a cota 260,20m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 45, de coordenadas N 7.650.879,27 e E 412.214,07, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 260,20m + 50,00m/horiz., para a cota 260,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 46, de coordenadas N 7.643.782,00 e E 411.576,00, estaca de término da transição do limite de aquisição, passando da cota 260,00m + 50,00m/horiz., para a cota 262,80m; segue pelo limite de aquisição, cota 262,80m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 47, de coordenadas N 7.643.075,00 e E 411.392,00, estaca de início da transição do limite de aquisição, passando da cota 262,80m, para a cota 260,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 48, de coordenadas N 7.639.166,00 e E 411.464,00, estaca de término da transição do limite de aquisição, passando da cota 260,00 + 50,00m/horiz., para a cota 262,80m; segue pelo limite de aquisição, cota 262,80m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 49, de coordenadas N 7.636.527,00 e E 415.408,00, estaca situada na linha divisória dos municípios de Paulicéia e Santa Mercedes; segue pelo limite de aquisição, cota 262,80m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 50, de coordenadas N 7.636.102,00 e E 416.436,00, estaca máxima de aquisição no Ribeirão das Marrecas, divisor dos municípios de Santa Mercedes e Panorama; segue pelo limite de aquisição, cota 262,80m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 51, de coordenadas N 7.638.190,00 e E 412.376,00, estaca na cota

262,80m; segue pelo limite de aquisição, cota 262,80m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 52, de coordenadas N 7.637.612,00 e E 409.615,00, estaca de início da transição do limite de aquisição, passando da cota 262,80m, para a cota 260,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 53, de coordenadas N 7.633.134,25 e E 406.546,72, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 260,00m + 50,00m/horiz., para a cota 259,70m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 54, de coordenadas N 7.618.022,00 e E 403.716,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Panorama, travessia do Rio do Peixe; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 55, de coordenadas N 7.614.721,00 e E 413.150,00, estaca situada na linha divisora dos municípios de Panorama e Ouro Verde; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 56, de coordenadas N 7.610.871,00 e E 419.283,00, estaca máxima de aquisição no Rio do Peixe, divisor de municípios de Ouro Verde e Presidente Venceslau; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 57, de coordenadas N 7.611.688,00 e E 412.068,00, estaca situada na linha divisora dos municípios de Presidente Venceslau e Caiuá; segue pelo limite de aquisição, cota 259,70m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 58, de coordenadas N 7.618.118,00 e E 398.264,00, estaca de término da transição do limite de aquisição, passando da cota 259,70m + 50,00m/horiz., para a cota 260,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 59, de coordenadas N 7.598.327,00 e E 392.087,00, estaca de início da transição do limite de aquisição, passando da cota 260,00m, para a cota 259,20m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 60, de coordenadas N 7.594.150,00 e E 386.237,00, estaca de término da transição do limite de aquisição, passando da cota 259,20m + 50,00m/horiz., para a cota 260,00m; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 61, de coordenadas N 7.591.297,00 e E 380.682,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Rodovia Estadual Raposo Tavares (SP 270), do DER - Departamento Estadual de Estradas de Rodagem; segue pelo limite de aquisição, cota 260,00m, no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 62, de coordenadas N 7.588.586,00 e E 379.139,00, estaca de início da transição do limite de aquisição, passando da cota 260,00m, para a cota 259,20m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 63, de coordenadas N 7.580.000,00 e E 385.220,00, estaca máxima de aquisição no Córrego Santa Cruzinha, divisora dos municípios de Presidente Epitácio e Caiuá; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 64, de coordenadas N 7.573.136,00 e E 392.683,00, estaca máxima de aquisição no Rio Santo Anastácio; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 65, de coordenadas N 7.578.397,00 e E 383.350,00, estaca situada na linha divisora dos municípios de Caiuá e Presidente Epitácio; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 66, de coordenadas N 7.574.738,00 e E 373.788,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da Prefeitura Municipal de Presidente Epitácio, travessia do Córrego dos Xavantes; segue pelo limite de aquisição, cota 259,20m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 67, de coordenadas N 7.570.277,75 e E 365.784,85, estaca final do degrau altimétrico, passando da cota 259,20m + 50,00m/horiz., para a cota 259,00m + 50,00m/horiz.; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 68, de coordenadas N 7.560.768,00 e E 367.428,00, estaca situada na lateral da faixa de domínio da Estrada da

Prefeitura Municipal de Presidente Epitácio, travessia do Ribeirão das Anhumas; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 69, de coordenadas N 7.542.327,00 e E 358.422,00, estaca máxima de aquisição no Ribeirão Água Sumida, divisor dos municípios de Presidente Epitácio e Teodoro Sampaio; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 70, de coordenadas N 7.531.992,00 e E 339.275,00, estaca máxima de aquisição no Córrego Laranja Azeda; segue pelo limite de aquisição, cota 259,00m + 50,00m/horiz., no sentido da ordem numérica decrescente das estacas, até o ponto 71, de coordenadas N 7.530.382,00 e E 339.771,00, estaca máxima da aquisição no Córrego Guaná, divisor dos municípios de Teodoro Sampaio e Rosana; segue acompanhando o Córrego Guaná, à jusante até o ponto 71A, de coordenadas N 7.531.130,00 e E 329.840,00, limite máximo do Reservatório da Usina Porto Primavera - 1^a Fase, cota 253,00m (remansada); segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 70A, de coordenadas N 7.534.110,00 e E 337.948,00, limite máximo da cota, no Córrego Laranja Azeda; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 69A, de coordenadas N 7.545.605,00 e E 353.965,00, limite máximo da cota, no Ribeirão Água Sumida; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 68A, de coordenadas N 7.558.675,00 e E 370.025,00, limite máximo da cota, no Ribeirão das Anhumas; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 66A, de coordenadas N 7.575.298,00 e E 371.090,00, limite máximo da cota, no Córrego dos Xavantes; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 63A, de coordenadas N 7.582.529,00 e E 381.770,05, limite máximo da cota, no Rio Santo Anastácio; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 61A, de coordenadas N 7.591.398,00 e E 380.702,00, situado no encontro da cota com a lateral da faixa de domínio da Rodovia Estadual Raposo Tavares (SP 270) do DER - Departamento de Estradas de Rodagem; segue pela cota 253,00 (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 59A, de coordenadas N 7.597.752,00 e E 392.920,00, limite máximo da cota, no Córrego do Veadinho; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 58A, de coordenadas N 7.619.680,00 e E 395.898,00, situado na Região da Lagoa São Paulo; segue pela cota 253,00 (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 56A, de coordenadas N 7.610.920,00 e E 419.156,00, limite máximo da cota, no Rio do Peixe; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido montante do Rio Paraná, até o ponto 53A, de coordenadas N 7.633.345,00 e E 405.960,00, situado no encontro da cota com a margem esquerda do Rio Paraná, Estado de São Paulo; atravessa o Rio Paraná, até sua margem direita, Estado de Mato Grosso do Sul, até o ponto 21A, de coordenadas N 7.634.525,00 e E 405.230,00, situado no encontro da margem direita do Rio Paraná com a cota 253,00m (remansada); segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 20A, de coordenadas N 7.632.698,00 e E 392.531,00, limite máximo da cota no Rio Taquarí; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 19A, de coordenadas N 7.616.120,00 e E 376.885,00, limite máximo da cota, no Rio Taquaruçu; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 18A, de coordenadas N 7.601.117,00 e E 347.370,00, limite máximo da cota, no Rio Pardo; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 16A, de coordenadas N 7.597.081,00 e E 372.398,70, situado no encontro da cota com a lateral da faixa de domínio da Rodovia Federal Manoel da Costa Lima (BR 267), do DNER - Departamento Nacional de Estradas e Rodagem; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 13A, de coordenadas N 7.563.920,00 e E 349.328,00, limite máximo da cota, no Ribeirão Quebracho; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 11A, de coordenadas N 7.548.728,00 e E 329.768,00, limite máximo da cota, no Rio Quiterói; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 9A, de coordenadas N 7.539.060,00 e E 318.918,00, limite máximo da cota, no Ribeirão Machado; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até

o ponto 8A, de coordenadas N 7.535.180,00 e E 302.810,00, limite máximo da cota, no Ribeirão das Três Barras; segue pela cota 253,00m (remansada), no sentido jusante do Rio Paraná, até o ponto 7A, de coordenadas N 7.527.320,00 e E 297.480,00, situado no encontro da cota, com a divisa do Canteiro de Obras da Usina Porto Primavera, Estado de Mato Grosso do Sul; segue acompanhando a divisa do Canteiro de Obras, até o ponto 7, onde teve início esta descrição.

§ 2º A Companhia Energética de São Paulo - CESP deverá fiscalizar as terras destinadas à formação do reservatório, bem como as demais necessárias à instalação da UHE Porto Primavera, promovendo a gestão sócio-patrimonial das mesmas.

Art. 2º A empresa concessionária referida no art. 1º fica autorizada a promover, com recursos próprios, amigável ou judicialmente, a desapropriação de que trata o artigo anterior, podendo, inclusive, invocar o caráter de urgência para fins de imissão provisória na posse do bem, nos termos do art. 15 do Decreto-lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941, alterado pela Lei nº 2.786, de 21 de maio de 1956.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Publicado no D.O de 26.02.1999, Seção 1, p. 15.

ANEXO 10

Canal Energia – Artigos sobre a importância dos grandes reservatórios

MEIO AMBIENTE EXPANSÃO - 14 de maio de 2018

Hora de retomar os grandes reservatórios de acumulação de água

É preciso observar que, independente da finalidade do barramento, eles permitem ainda o controle de cheias e a regularização da vazão

Durante o 8º Fórum Mundial da Água, realizado em Brasília, no último mês, mais de 45 mil especialistas de todo o mundo, representantes da sociedade, do poder público, usuários e ambientalistas discutiram as principais questões que envolvem o uso e a proteção desse insumo essencial à vida.



ARTIGO

MARCELO MORAES, DO FMASE

Presidente do Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico

A programação organizada pelo Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico- FMASE, com o apoio da ABRAGEL e ABRAPCH, o “Seword Side Event”, reuniu 200 participantes para discutir a importância dos reservatórios, como uma questão de segurança hídrica para o País, observados os inúmeros usos que a água tem. O evento contou com palestrantes especialistas no tema, com destaque para representantes do Ministério do Meio Ambiente através de lideranças da Agencia Nacional de Águas, do Ministério de Minas e Energia, de empresas do setor elétrico, outros usuários, além de membros da academia.

Como resultado das discussões, foi publicada a "Carta do evento – RESERVATÓRIOS, UMA QUESTÃO DE SEGURANÇA HÍDRICA" que contém uma proposta de retomada da construção de reservatórios de água com significativa capacidade de acumulação, destinados ao uso múltiplo. Esses reservatórios têm papel fundamental para assegurar o abastecimento para consumo humano, produção agropecuária, indústria e geração de energia elétrica, beneficiando o meio ambiente.

A água é um elemento essencial à vida e ao desenvolvimento de diversas atividades humanas. A crescente utilização para diversos fins como indústria, produção agropecuária, geração de energia, consumo doméstico, entre outros, observados

ainda os efeitos climatológicos, tem feito com que a disponibilidade hídrica não esteja sendo suficiente para atender às demandas. E, ainda, manter as condições ambientais mínimas para o desenvolvimento socioeconômico e ambiental em muitos dos espaços territoriais das bacias hidrográficas, vivenciando-se, nesse momento, uma situação de escassez hídrica, a qual já está evidenciada em diversas bacias hidrográficas do Brasil.

Os dados de gestão das águas nos últimos anos mostram que existem situações em que a disponibilidade hídrica natural, verificadas nas vazões disponíveis, não tem sido suficiente para suprir as demandas regionais, havendo então, dentre outras importantes iniciativas complementares a serem implementadas, a necessidade de aumentar essa disponibilidade pelo aproveitamento do potencial de regularização de vazão nos cursos d'água, através da construção de reservatórios de acumulação.

A construção dos reservatórios se faz necessária para acumular água nos períodos de maior pluviosidade e para transferir esse estoque ao longo do tempo, suprindo a demanda em períodos de menor chuva, garantindo a segurança hídrica regional. Segundo o conceito dado pela UN-Water, segurança hídrica é “a capacidade de uma população de: i) assegurar o acesso à água em quantidade adequada e de qualidade aceitável para a vida (subsistência) sustentável, o bem-estar humano e o desenvolvimento socioeconômico; ii) garantir a proteção contra a poluição e os desastres relacionados com a água, e a preservação de ecossistemas, em um clima de paz e estabilidade política”.

No 2º Fórum Mundial da Água em 2000, foi emitida uma declaração afirmando que segurança hídrica “significa garantir que ecossistemas de água doce, costeira e outros relacionados sejam protegidos e melhorados; que o desenvolvimento sustentável e a estabilidade política sejam promovidos; que cada pessoa tenha acesso à água potável suficiente a um custo acessível para levar uma vida saudável e produtiva, e que a população vulnerável seja protegida contra os riscos relacionados à água”. Tal Declaração também listou sete desafios principais à consecução da segurança hídrica: 1. Satisfação das necessidades básicas; 2. Garantia do abastecimento de alimentos; 3. Proteção aos ecossistemas; 4. Compartilhamento de recursos hídricos; 5. Gerenciamento de riscos; 6. Valorização da água; e 7. Controle racional da água.

Para vencermos esses desafios, que dezoito anos depois ainda são atuais, a sociedade como um todo necessita rever seus conceitos e suas ações. Por essa razão, os gestores de recursos hídricos, observadas suas diferentes utilizações, têm revisitado a questão dos reservatórios de acumulação. Posto que é preciso ser previdente,

aproveitando os períodos climáticos favoráveis para acumular água para os períodos desfavoráveis. Em se tratando apenas de geração de energia, o volume de armazenamento dos reservatórios que abastecem as hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional tem uma capacidade nominal de inferior a 4 meses de geração. Situação bem delicada para os consumidores, posto que a fonte hídrica, além de ser renovável, representando 63% de nossa matriz elétrica, também é a forma de energia mais barata. E que além disso, por sua característica firme, contribui para instalação de outras fontes renováveis intermitentes, como as energias eólica e solar, ajudando assim a manter uma matriz nacional limpa, observada a política de modicidade tarifária.

Além disso, a construção de reservatórios permite que as outorgas de direito de uso dos recursos hídricos sejam concedidas a um maior número de usuários, garantindo assim a multiplicidade de usos das águas. Nesse sentido, é muito importante que as decisões a serem tomadas por todos os atores sociais interessados nesse tema, levem em consideração a importância do uso múltiplo da água, observando as necessidades de todos os setores que a utilizam, bem como sua importância para o meio ambiente levando em contas as prioridades de uso como o abastecimento humano e dos animais, sem esquecer que a geração de energia é considerada de utilidade pública.

É preciso observar que, independente da finalidade do barramento, eles permitem ainda o controle de cheias e a regularização da vazão. A necessidade do planejamento na efetiva retomada da construção de barragens de elevada capacidade precisa estar assegurada em políticas pragmáticas, gestão eficaz, arcabouço jurídico forte, sistemas de engenharia confiáveis, usos múltiplos e conscientização sobre os riscos existentes. Tudo isso incorporados em um Plano Nacional de Segurança Hídrica, capaz de minimizar eventos de cheias e de secas.

O planeta está na iminência de chegar a um ponto crítico com relação ao uso dos recursos hídricos, e, para fazer frente a essa questão, é necessário garantir os princípios da equidade, precaução e sustentabilidade. Nossos reservatórios hoje, estão operando sob pressão, atendendo demandas para as quais não foram projetados, fragilizando políticas setoriais e acarretando impactos econômicos e ambientais negativos, o que afeta a qualidade de vida da população e dos biomas. No entanto, ao mesmo tempo, esse enfrentamento da crise hídrica também tem ensinado a importância de uma gestão compartilhada, com decisões democráticas, mostrando como é fundamental o papel dos comitês de bacia nessa mediação.

Sendo assim, a retomada da política de reserva de água é perfeitamente possível e urgente para evitar a ampliação da situação de escassez hídrica declarada nas bacias hidrográficas brasileiras. São os reservatórios que podem garantir a segurança nos eventos climáticos de escassez, garantir a navegação, o turismo, a produção de energia, a água para indústria e irrigação, produção de alimentos e, principalmente, o abastecimento humano e de animais.

Ao defendermos a retomada na construção de robustos reservatórios de acúmulo de água, como um instrumento para a garantia da segurança hídrica, estamos defendendo os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, preconizados pela Organização das Nações Unidas, e atendendo importantes demandas sociais, econômicas e ambientais.

Marcelo Moraes é presidente do Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico – FMASE

EXPANSÃO PLANEJAMENTO - 29 de maio de 2018

CBDB lança manifesto em defesa dos empreendimentos hidráulicos

Carta conclama sociedade civil e agentes a reconhecer importância de mudanças na política setorial de geração de energia no país, solicitando atuação governamental para viabilização de empreendimentos hídricos

DA AGÊNCIA CANALENERGIA

Preocupados com a situação hidrológica e o desenvolvimento da geração elétrica no país, especialistas, acadêmicos e agentes do setor elétrico lançaram um manifesto em defesa da geração hidráulica e da retomada da construção de reservatórios, essenciais para a fornecimento de água e energia à população e aos usos múltiplos do recurso, como irrigação e lazer. O documento foi elaborado após três dias de intensos debates nos eventos do Comitê Brasileiro de Barragens, realizados entre os dias 21 e 23 de maio no Bourbon Convention Ibirapuera Hotel, em São Paulo.

De acordo com a publicação, a falta de discussão, a desinformação e os limites de investimento aumentaram o risco hídrico, gerando um sistema cada vez mais hidrotérmico. A conjuntura atual também conta com a falta de recursos, o que coloca a indústria e a construção nacional em risco, fazendo o país aumentar cada vez mais a importação de tecnologia, equipamentos e combustíveis, expostos ao custo das variações cambiais.

Em tom crítico, o texto afirma o descaso de décadas com a postergação de investimentos em recursos hídricos e construção de novos reservatórios, configurando o panorama atual de poluição das águas superficiais, de um sistema elétrico dimensionado em condição crítica de fornecimento e na carência de água em regiões urbanas importantes.

Apesar de reconhecer a relevância da entrada das novas fontes renováveis – solar e eólica – nos leilões e no sistema elétrico, o Comitê alertou que tais matérias primas são intermitentes e necessitam do equilíbrio gerado pelas hidrelétricas, que respondem por cerca de 70% da matriz energética nacional.

Uma das questões problemáticas abordadas na carta é de que, ao contrário das concorrentes, a maturação de um projeto hidráulico é longa e sua implantação necessita de um tempo expressivo. Além disso, para viabilizar-se no mercado, este tipo de geração também tem que competir com os incentivos fiscais e regulatórios oferecidos às outras fontes.

O manifesto conclama a sociedade civil e agentes do setor para análise da situação e planejamento de soluções baseadas em fatores técnicos frente ao risco hídrico existente. Ao final, é solicitado expressamente que o governo tome ações pertinentes com vistas à viabilização dos empreendimentos hidráulicos com reservatórios de acumulação no Brasil, bem como a manutenção adequada e desenvolvimento do parque hidráulico existente.

Para o superintendente de Projetos de Geração da EPE, Bernardo Folly Aguiar, a novidade é que o governo estuda potenciais em São Paulo e Rio de Janeiro para a implantação de sistemas de usinas reversíveis que armazenam energia e que possam trazer mais equilíbrio ao sistema. “Trata-se de um passo importante para a regulação do setor”, reconheceu.

ANEXO 11

**Comunicado - “MME aprova diretrizes complementares para
realização dos Leilões de Energia Nova - 14/08/2017**

MME aprova diretrizes complementares para realização dos Leilões de Energia Nova de 2017

Publicação: 14/08/2017 | 11:19
Última modificação: 14/08/2017 | 14:21

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, no Diário Oficial da União (DOU) desta segunda-feira (14/08) a Portaria MME nº 318, que estabelece as diretrizes complementares para a realização dos Leilões de Energia Nova de 2017, alterando a Portaria MME nº 293, de 4 de agosto de 2017. Conforme estabelecido pela Portaria MME nº 293 está prevista a realização, em dezembro, dos Leilões de Energia Nova “A-4” de 2017 e “A-6” de 2017.

No “A-4” de 2017 deverão ser negociados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com início de entrega em 1º de janeiro de 2021, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas e na modalidade por disponibilidade para usinas termelétricas a biomassa e usinas a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica, sendo um leilão exclusivo para fontes renováveis. Já no Leilão de Energia Nova “A-6” de 2017, serão negociados CCEAR com início de entrega em 1º de janeiro de 2023, na modalidade por quantidade para usinas hidrelétricas e na modalidade por disponibilidade para usinas a partir de fonte eólica e usinas termelétricas a carvão, a gás natural em ciclo combinado ou a biomassa.

Conforme anunciado quando da publicação da Portaria MME nº 293, em 7 de agosto, as diretrizes complementares do Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2017, versam fundamentalmente sobre a geração termelétrica, em especial aquelas a partir de gás natural, carvão mineral e biomassa de florestas. Também é permitida, no Leilão de Energia Nova “A-4”, de 2017, a participação de Centrais de Geração Hidrelétricas - CGH, usinas hidrelétricas de até 5 MW. Estes temas são detalhados a seguir.

SINERGIA ENTRE A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E O SETOR ELÉTRICO

Além das diretrizes que envolvem a determinação de condições gerais para as usinas termelétricas despachadas, há diretrizes específicas que se referem ao gás natural, considerando a sinergia com as propostas elaboradas em conjunto com a indústria de gás natural no âmbito do Gás para Crescer, previsto na Resolução CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016.

A Portaria trata de temas prioritários conforme recomendado pelo Subcomitê Gás para Crescer 8: Integração do Setor Elétrico e de Gás Natural – SC8, do qual participaram os agentes da indústria de gás natural, do segmento de geração termelétrica e outros agentes do setor elétrico, além de instituições governamentais.

De forma resumida, foram priorizados os seguintes temas do SC8:

- (a) Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade, atingindo a geração “na base” em meses do ano a serem declarados pelo agente e respeitando um nível de inflexibilidade *anual* de 50%;
- (b) Flexibilização de declaração distinta de parâmetros de Custo Variável Unitário - CVU e Receita fixa vinculada ao custo do combustível na geração inflexível - RFComb;
- (c) Alterar a base de atualização do RFcomb de anual para mensal, reduzindo risco para o vendedor e dando o sinal de preço adequado para o comprador e o consumidor de energia;
- (d) Fórmula e índices de reajustes de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb, para permitir a declaração de índice de reajuste do combustível que seja atualizado anualmente pela inflação norte

americana (*Consumer Price Index for All Urban Consumers - CPI-U*, publicado pelo *Department of Labor* do Governo dos EUA);

(e) Alteração do horizonte rolante da comprovação de disponibilidade de combustível por meio do *Gas Supply Agreement - GSA*, permitindo um GSA com comprovação inicial de dez anos e no máximo duas renovações adicionais junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, sendo a primeira delas de no mínimo cinco anos, sempre com antecedência de cinco anos em relação ao término do período já comprovado.

Quanto ao horizonte rolante para comprovação de reservas de gás nacional, foi decidido manter o tratamento para o horizonte rolante somente do GSA, deixando o tratamento do horizonte rolante das reservas para um segundo momento diante da sua complexidade, que implica um maior aprofundamento da solução a ser adotada e seus desdobramentos.

Adicionalmente, foram adaptadas as Portarias MME nº 42, de 1º de março de 2007, nº 46, de 9 de março de 2007 e nº 102, de 22 de março de 2016, para refletir as recomendações do SC8 e com as diretrizes estabelecidas para o Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2017.

A partir da adoção dessas medidas, fruto da discussão do Gás para Crescer, espera-se uma melhora na atratividade para investimentos em usinas termelétricas a gás natural, necessárias para aumentar a energia firme do sistema e garantir a ampliação das fontes renováveis.

OUTRAS DIRETRIZES

Com intuito de reduzir riscos de projeto para a implantação de empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente, foi mantida a “curva da banheira”, já aplicada em leilões anteriores. O aprimoramento dessa solução vem sendo avaliado no âmbito da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica - CELEE, para adoção em leilões futuros.

Para o Leilão de Energia Nova “A-6” de 2017 não ficou estabelecida a participação de empreendimentos de geração termelétrica a gás natural que se dê pelo fechamento de ciclo de empreendimento existente de ciclo aberto, ou seja, a implantação de turbinas a vapor para reaproveitar o calor de turbinas a gás existentes.

Considera-se que o prazo de contratação do Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2017, não seja adequado para tais empreendimentos, tendo em vista o descasamento de prazos com a parte existente já contratada. Dessa forma, será desenhada no âmbito da CELEE uma solução mais adequada para contratação de tais empreendimentos em leilões futuros.

PARTICIPAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

Também é permitida, no Leilão de Energia Nova “A-4”, de 2017, a participação Centrais de Geração Hidrelétricas - CGH, usinas hidrelétricas de até 5 MW. Esses empreendimentos de fonte renovável de baixo impacto sócio ambiental iniciaram a participação nos leilões regulados em 2016, no 1º Leilão de Energia de Reserva de 2016, estabelecido pela Portaria MME nº 104, de 23 de março de 2016. É inédita a sua contratação por meio de CCEAR, para atendimento da demanda dos agentes de distribuição, o que implica alguns ajustes no certame.

PRAZOS

Dante das alterações, foi dilatado o prazo para entrega, pelos interessados, da documentação para Cadastramento e Habilitação Técnica dos empreendimentos junto à Empresa de Pesquisa

Energética - EPE, que passou a ser até as 12 horas do dia 13 de setembro de 2017 para todas as fontes, dos dois leilões. Também foram estabelecidos outros prazos específicos para Habilitação Técnica de CGH e usinas termelétricas.

Pela primeira vez, para efetivação do cadastramento será necessária apenas a apresentação de mídia digital contendo todos os documentos digitalizados do projeto, não sendo necessária a entrega da pasta física do projeto, nesse primeiro momento, conforme detalhado nas instruções publicadas no sítio eletrônico da EPE (www.epe.gov.br).

PLANEJAMENTO DOS LEILÕES DE GERAÇÃO

Convém lembrar que serão estabelecidas diretrizes para realização dos Leilões de Energia Existente de 2017, de forma a permitir a recomposição de mercado das concessionárias de distribuição nos próximos anos e com isso contribuir para o equilíbrio entre oferta e demanda. Estas diretrizes devem considerar alterações do Decreto nº 5.163, de 2004, que já estão em andamento.

Destaca-se também que se pretende realizar um Leilão de Energia Nova “A-4”, no primeiro trimestre de 2018, nos moldes do Leilão de Energia Nova “A-4”, de 2017. Um Leilão de Energia Nova “A-6”, de 2018, também está em planejamento. Com estes quatro leilões de energia nova, se abre a possibilidade de contratação de energia nova para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024. **Além disso, encontra-se em estudo a realização de um leilão também em 2018 para atendimento à carga máxima do sistema (“ponta”), necessidade esta identificada nos estudos de planejamento realizados pelo MME. A depender da forma de contratação, este leilão será realizado após ajustes na legislação.**

Assessoria de Comunicação Social

Ministério de Minas e Energia