

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA DE DIREITO DO RIO DE JANEIRO

FGV DIREITO RIO

VLÁDIA VIANA REGIS

**REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATOS DE
CONCESSÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO:**

ESTUDO DE CASOS

Rio de Janeiro

2017

VLÁDIA VIANA REGIS

**REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATOS DE CONCESSÃO
DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO:**

ESTUDO DE CASOS

Dissertação para obtenção de grau de
mestre apresentada à Escola de Direito
do Rio de Janeiro da Fundação Getulio
Vargas

Área de Concentração: Direito da
Regulação

Orientador: Thiago Bottino do Amaral

Rio de Janeiro

2017

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mario Henrique Simonsen/FGV

Regis, Vlândia Viana

Reequilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão:
estudo de casos / Vlândia Viana Regis. – 2017.
115 f.

Dissertação (mestrado) - Escola de Direito do Rio de Janeiro da Fundação Getulio Vargas.
Orientador: Thiago Bottino.
Inclui bibliografia.

1. Direito regulatório. 2. Energia elétrica – Concessões. 3. Energia – Transmissão. 4.
Concessões administrativas. 5. Equilíbrio econômico. 6. Risco (Direito). 7. Agências
reguladoras de atividades privadas. I. Amaral, Thiago Bottino do. II. Escola de Direito do
Rio de Janeiro da Fundação Getulio Vargas. III. Título.

CDD – 341.3

VLÁDIA VIANA REGIS

**"REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DE CONTRATOS DE CONCESSÃO DE
SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO: ESTUDO DE CASOS".**

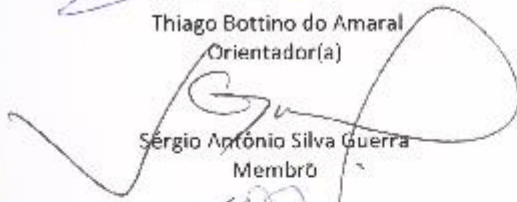
dissertação apresentado(a) ao Curso de Mestrado Acadêmico em Direito da Regulação
do(a) Escola de Direito do Rio de Janeiro para obtenção do grau de Mestra(a) em
Direito da Regulação.

Data da defesa: 19/12/2017

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA



Thiago Bottino do Amaral
Orientador(a)



Sérgio Antônio Silva Guerra
Membro



Joisa Campanher Dutra Saraiva
Membro



Patrícia Regina Pinheiro Sampaio
Co-Orientador

RESUMO

REGIS, Vlândia Viana. **Reequilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão**: estudo de casos. 2017. 115 f. Dissertação (Mestrado em Direito da Regulação) – Escola de Direito do Rio de Janeiro, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2017.

O presente trabalho tem por objetivo analisar a situação de desequilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão de energia elétrica a partir do estudo de casos afetos à materialização de três riscos: (1) o risco ambiental, (2) o risco de alterações unilaterais ao contrato, no caso de reforços e melhorias e (3) o risco regulatório, relacionado ao advento da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (MP 579). Para tanto, será analisado o arcabouço jurídico que conforma a estrutura do setor elétrico nacional, avaliando a reestruturação promovida desde a constituição de 1988, dando especial enfoque para a desverticalização de serviços, para o modelo de delegação adotado para os serviços de transmissão, para a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no segmento de transmissão de energia e para o regime de regulação tarifária adotado. Será vista, ainda, a aplicação da teoria de partilha de riscos em contratos de concessão e os riscos específicos que serão objeto de estudo, no intuito de, ao final, serem expostas conclusões acerca do impacto dos três riscos selecionados para o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos e para a higidez do mercado, apresentando soluções e propostas no âmbito da análise dos três casos.

Palavras-chave: Setor elétrico. Concessão. Serviços de transmissão. Riscos. Equilíbrio econômico-financeiro.

ABSTRACT

REGIS, Vlória Viana. **Economic and financial rebalancing of transmission service concession contracts: case studies.** 2017. 115 f. Dissertação (Mestrado em Direito da Regulação) – Escola de Direito do Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2017.

The present study aims to analyze the economic and financial imbalance of electric power transmission service concession contracts by studying cases attached to the materialization of three risks: (1) the environmental risk, (2) the risk of unilateral modifications of the contract in the case of enhancements and improvements, and (3) the regulatory risk embodied in the Provisional Measure 579/2012. For this purpose, the legal framework that shapes the structure of the national electricity sector will be analyzed through the investigation of the electricity sector restructuring promoted since the Constitution of 1988, with a special focus on the vertical unbundling of services, the delegation model adopted for transmission services, the operation of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) in the energy transmission sector as well as on the tariff regulation regime adopted. This study will also examine the application of the theory of risk sharing to concession contracts and its specific risks, in order to, finally, expose conclusions about the impacts of the three selected risks on the economic and financial balance of the contracts and on the stability of the market, presenting solutions and proposals within the review of these three cases.

Keywords: Electricity sector. Concession. Transmission services. Risks. Economic and financial rebalancing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração –	Distribuição da rede elétrica no Brasil segundo a ANEEL.....	21
Tabela 1 –	Contratos de concessão prorrogados sob a égide da MP 579.....	89
Tabela 2 –	Valores homologados como VBR para fins de indenização às concessionárias.....	90
Tabela 3 –	Montante das perdas das concessionárias.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR	Base de Remuneração Regulatória
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COS	Centros de Operação do Sistema
ECT	Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBAMA	Ibama Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IENTE	Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.
LMTE	Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A.
LXTE	Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A.
MME	Ministério de Minas e Energia
MP 579	Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012
MP591	Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
PMI	Plano de Modernização das Instalações
PPP	Parceria Público-Privada
PPI	<i>Private Participation in Infrastructure</i>
RAP	Receita Anual Permitida
RBNI	Rede Básica Novas Instalações
RBSE	Rede Básica do Sistema Existente

RE	Recursos Extraordinários (RE)
RPC	Demais Instalações de Transmissão
SNPTEE	XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)
TCU	Tribunal de Contas da União
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSTFR	Tarifa de Uso das Instalações de Fronteira
TUSTRB	Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão da Rede Básica
VBR	Valor Líquido dos Bens Reversíveis
VNR	Valor Novo de Reposição
WACC	<i>Weighted average cost of capital</i>

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	10
1	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PÓS-CONSTITUIÇÃO DE 1988.....	15
1.1	A estrutura do setor elétrico frente ao arcabouço constitucional.....	15
1.2	A desverticalização dos serviços.....	20
1.3	Delegação dos serviços de transmissão.....	25
1.4	A atuação da ANEEL nas concessões de transmissão de energia elétrica.....	29
1.5	A política tarifária aplicável aos contratos de concessão de serviços de transmissão de energia: remuneração pelo preço.....	33
2	A INTANGIBILIDADE DA EQUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA INICIAL DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	37
2.1	Mecanismos contratuais de preservação da equação econômico-financeira original dos contratos de concessão: reajuste x revisão.....	39
2.2	A partilha de riscos nos contratos de concessão.....	43
2.3	Riscos do empreendedor nos contratos de concessão de serviços de transmissão.....	49
3	A PRESERVAÇÃO DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO: ESTUDO DE CASOS.....	52
3.1	O risco ambiental como causa de desequilíbrio econômico-financeiro.....	55
3.1.1	<u>Pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro: a visão da ANEEL.....</u>	<u>58</u>
3.1.2	<u>O risco ambiental como causa de desequilíbrio econômico-financeiro: uma análise crítica à visão da ANEEL.....</u>	<u>65</u>
3.2	Risco de alterações unilaterais no contrato: o caso das obras de reforços e melhorias.....	77

3.3	Risco regulatório: o caso das indenizações de ativos de transmissão associados à prorrogação de concessões previstas na MP 579/12.....	84
	CONCLUSÃO.....	101
	REFERÊNCIAS.....	105

INTRODUÇÃO

Os contratos de concessão são negócios altamente complexos, de prazos significativamente extensos, que instrumentalizam a busca pela obtenção de financiamento privado para a realização de serviços públicos, os quais frequentemente abrangem a realização de obras públicas.

Tais negócios envolvem investimentos realizados antecipadamente pelo empreendedor, que somente serão remunerados em momento futuro, considerando taxas e condições projetadas no momento de sua opção de contratar.

A execução do contrato de concessão, especialmente quando precedida de obra pública, envolve investimentos vultosos, com longo prazo de maturação, o que impõe que a celebração pelo particular seja precedida de intrincados estudos, além de projeções, as quais usualmente são baseadas em estimativas levantadas pelo próprio Poder Concedente e, todavia, podem não se concretizar, gerando ônus imprevisíveis. Uma parcela relevante das avaliações baseiam-se também na análise da partilha de riscos contida no edital e no contrato de concessão, a qual, se realizada de maneira ineficiente pelo Poder Concedente, pode igualmente conduzir a situações de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Como consequência da efetiva ocorrência de tais ineficiências, atualmente são constatados quadros de desequilíbrio em concessões dos mais variados tipos de serviços.

Uma demonstração da frequência com que tais eventos ocorrem e da relevância e atualidade da matéria é a edição da Medida Provisória nº 752, de 24 de novembro de 2016, convertida na Lei nº 13.448, de 05 de junho de 2017, que busca endereçar o cenário de insuficiência de remuneração de empreendimentos nos setores rodoviário, ferroviário e aeroportuário.

O setor elétrico não é uma exceção nesse contexto. Desde o início dos anos 2000, foi realizado um grande volume de leilões para outorga de novas concessões para o desenvolvimento de empreendimentos de energia elétrica, tendo sido especialmente expressivo o volume de concessões de serviços de transmissão outorgadas.

Ocorre que ineficiências na atuação do regulador, tais como inadequações na partilha de riscos dos contratos de concessão, e do próprio Poder Concedente, provocaram cenários em que as concessionárias alegam terem tido a equação econômico-financeira dos contratos descompensada em seu desfavor.

É premente, então, que se estude essa matéria e a pretensão do presente trabalho é realizar tal tarefa, restringindo seu escopo às concessões de serviços de transmissão de energia elétrica.

A limitação proposta se justifica primeiramente pelo fato de que, tal como apontado por Marcos Augusto Perez, o formato jurídico da concessão deve se adequar às particularidades de cada serviço público, devendo esse ajuste ser feito considerando cada empreendimento¹.

Essa circunstância de que as concessões de cada tipo de serviço público são dotadas de particularidades que impedem um tratamento genérico à questão é igualmente reconhecida por Floriano de Azevedo Marques Neto, que afirma, por esse motivo, ser impossível traçar um regime geral do equilíbrio econômico e financeiro das concessões de serviço público².

Desse modo, considerando que cada tipo de serviço público de energia (geração, transmissão e distribuição) tem um tratamento diverso nos respectivos instrumentos de delegação, sofrendo regulação distinta, não seria conveniente neste trabalho a busca por uma análise abrangente, sob pena de perda de foco e pertinência.

Elegemos, portanto, a transmissão de energia elétrica, tendo em vista que os investimentos nesse segmento têm sido crescentes ao longo dos anos recentes. Como exemplo, citamos o que consta do relatório *Private Participation in Infrastructure* (PPI), documento produzido pelo Banco Mundial relativo ao primeiro semestre de 2017, que cita o Brasil como tendo a maior porção de investimentos em infraestrutura entre países da América Latina e Caribe, sendo que o maior projeto em volume de investimentos nessa região é justamente um projeto de transmissão, a linha de transmissão de Belo Monte³, o que demonstra a relevância dos investimentos nesse segmento.

O crescimento citado ocorre face à necessidade (i) de transmissão da energia produzida por geradoras implantadas em locais cada vez mais distantes dos centros consumidores, (ii) de aumentar a flexibilidade operacional do sistema e (iii) de modernizar, reforçar e expandir as redes. Os investimentos nesse segmento têm se intensificado também

¹ PEREZ, Marcos Augusto. **O risco no contrato de concessão de serviço público**. Belo Horizonte: Forum, 2006, p. 94.

² MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, n. 227, p. 105-109, jan/mar 2002. P. 109.

³ Private Participation in Infrastructure (PPI), Jan-June 2017, Half year update. **World Bank Group**. Public-Private Partnerships. Disponível em: <https://ppi.worldbank.org/~media/GIAWB/PPI/Documents/Global-Notes/PPI2017_HalfYear_Update>. Acesso em 16.11.2017.

em decorrência das crescentes exigências ambientais⁴, uma vez que o processo de licenciamento vem se tornando cada vez mais complexo e demorado, havendo casos em que o prazo de obtenção das licenças superou 1.000 (um mil) dias⁵.

No que diz respeito à necessidade de expansão da oferta de serviços de transmissão, com vistas ao escoamento da energia produzida pelas novas usinas, a mesma conduz ao aumento expressivo de novas outorgas de concessões, precedidas de obras públicas⁶. Pelo mesmo motivo, tem havido a necessidade de realização de um volume significativo de obras de reforços, havendo percalços tanto na execução de novas obras como nas de reforços e melhorias.

Assim, enquanto atualmente o sistema de transmissão brasileiro conta com 125 mil quilômetros de linhas, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023⁷ contempla a previsão de que a rede básica venha a ter mais de 182 mil quilômetros de extensão, o que representa um acréscimo de 57 mil quilômetros.

Ocorre que o setor elétrico vem enfrentando severa crise desde 2012, configurada, dentre outros fatores, pelo incremento de complexidades socioambientais, pelo atraso de obras de linhas de transmissão e pelas repercussões da prorrogação de contratos de concessão contemplada pela Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

O problema a ser enfrentado no presente trabalho, portanto, é a existência de quadro de desequilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão. A hipótese que orienta o enfrentamento da questão é que ineficiências na atuação do regulador e do próprio Poder Concedente, associadas à materialização de riscos, provoquem tal cenário.

Buscando a confirmação da hipótese aventada, será realizado o estudo de casos afetos à materialização de três riscos específicos, analisando-se o enfrentamento dos mesmos pelo regulador e pelo Poder Concedente, quais sejam: (1) o risco ambiental, (2) o risco de alterações unilaterais ao contrato, no caso de reforços e melhorias e (3) o risco regulatório, associado ao advento da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Para cada um

⁴ Sobre o tema, vide Instituto Acende Brasil (2015). **Transmissão**: o elo integrador. White Paper 15, São Paulo, 40 p. Pp. 4 e 9.

⁵ Vide o item 11 do voto proferido pelo Diretor Edvaldo Alves de Santana, relator do Processo 48500.004599/2009-92, que subsidiou o Despacho ANEEL nº 2.396, de 17 de agosto de 2010.

⁶ Chamadas de concessões mistas por Marcos Augusto Perez. Op. cit. p. 93.

⁷ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 06.11.2017. P. 207.

dos cenários estudados serão apontadas propostas de solução para os quadros de instabilidade verificados.

Assim, nesta **introdução**, é realizada a contextualização do tema e apresentada a justificativa para sua escolha, além de ser descrito o objetivo do trabalho.

No **primeiro capítulo** será traçado um panorama dos serviços de energia elétrica no modelo jurídico atualmente vigente no Brasil, dando especial destaque para o segmento de transmissão. Nesse mesmo capítulo será descrita a desverticalização de serviços adotada no setor elétrico brasileiro e será analisado o modelo de delegação adotado especificamente no caso das concessões de serviços de transmissão de energia elétrica. Será vista, ainda, a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nesse segmento, descrevendo os papéis desempenhados por esse ente regulador, especialmente nos aspectos mais relevantes para o tema sob enfoque.

No **segundo capítulo** se tratará da intangibilidade da equação econômico-financeira inicial dos contratos de concessão de serviços de transmissão de energia elétrica, sendo analisados os mecanismos contratuais que visam assegurar sua preservação, quais sejam, os institutos do reajuste e da revisão, conceituando cada um deles e apresentando sua forma de aplicação nos contratos sob análise. Será visto, outrossim, o arcabouço doutrinário relativo à ideia de partilha de riscos nos contratos de concessão, além de serem descritos especificamente os riscos da transmissora nos contratos de concessão de serviços de transmissão.

Releva notar que os conceitos teóricos que serão lançados ao longo do segundo e do terceiro capítulos têm o papel de lançar os pressupostos para a compreensão integral das conclusões que serão lançadas ao final. A estrutura, portanto, se limitará aos conceitos de princípios ou teorias que serão manejados ao tratar-se especificamente da análise de casos a ser realizada no quarto capítulo.

Tecida essa estrutura, ter-se-á os fundamentos para que, enfim, no **terceiro capítulo**, sejam abordados os temas específicos atinentes ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviços de transmissão, sendo analisadas as cláusulas pertinentes e editais de licitação, a regulação setorial sobre o tema e a visão da ANEEL acerca da questão, tudo para, ao final, poder-se concluir sobre a adequação ou não do modelo existente e apresentar propostas de solução.

No estudo de casos realizado nesse capítulo, será analisado o risco ambiental como causa de desequilíbrio econômico-financeiro, sendo apresentada a visão da ANEEL e uma crítica à abordagem desta agência. Será estudado, outrossim, o risco associado à realização de

reforços e melhorias pelas transmissoras e à possível insuficiência da remuneração atribuída em decorrência dessas alterações unilaterais promovidas no contrato pelo Poder Concedente. Posteriormente, será avaliado o caso dos ativos de transmissão associados à prorrogação de concessões previstas na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, apresentando como a demora do Poder Concedente e do regulador para definirem o valor e a forma de remuneração pelos ativos não amortizados provocou o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Para cada um dos casos objeto de estudo serão apresentadas propostas de solução para as situações verificadas.

Por fim, será realizada a **conclusão** do trabalho, apresentando de forma concisa os pontos levantados e propostas realizadas.

1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PÓS-CONSTITUIÇÃO DE 1988

Para a compreensão do que se estudará, é fundamental a percepção de como se inserem os serviços de transmissão na teia que estrutura o setor de energia elétrica brasileiro, bem como das evoluções havidas nas últimas três décadas, em sede constitucional e infraconstitucional, a respeito da prestação de serviços públicos em geral e deste setor em especial, o que se verá a seguir.

1.1 A estrutura do setor elétrico frente ao arcabouço constitucional

Como conhecido, diante da crise econômica da década de 1980, houve um debate global, de matiz neoliberal, que defendia a menor intervenção estatal na economia. Tais ideias influenciaram o texto constitucional brasileiro⁸, que preconizou mudanças no papel do Estado, no intuito de reduzir sua atuação direta na economia para assumir, na forma determinada pelo artigo 174 da Constituição Federal⁹, as funções normativa, reguladora e fiscalizadora da atividade econômica.

Esse movimento estava inserido em um processo de esgotamento da capacidade econômica do Estado. No Brasil, a crise econômica implicou a escassez de recursos para investimento no setor de infraestrutura e, especificamente no que toca ao setor elétrico, esse quadro resultou em obras paralisadas e no esgotamento da capacidade de expansão. Culminou, ainda, no estrangulamento das concessionárias estatais, até então responsáveis pela prestação dos serviços de energia elétrica e pela expansão desse setor¹⁰.

Diante desse cenário, tal qual em diversos outros países, o Estado brasileiro ingressou em um movimento de compreensão da necessidade de redução da máquina estatal e de

⁸ Sérgio Guerra, por exemplo, faz referência aos influxos neoliberais na Constituição de 1988 em **Discrecionariedade, regulação e reflexividade: uma nova teoria sobre escolhas administrativas**, 3. ed. Belo Horizonte: Forum, 2015, p. 82.

⁹ Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

¹⁰ Vide Maria Aparecida de A. P. Seabra Fagundes. Os novos rumos do direito da eletricidade. **Revista de Direito Administrativo**. Vol. 224, p. 1-29, 2001, p. 1 e 2 E Maurício T. Tolmasquim, In: **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**, Rio de Janeiro: Synergia; Brasília: EPE, 2011, p. 5 a 7.

transferência das atividades econômicas e da prestação de serviços públicos para a própria sociedade através de agentes privados¹¹, promovendo a supressão do desenvolvimento de atividades industriais diretamente pelo Estado e passando à adoção da função de regulação econômica, tendo essa mudança sido marcante no setor elétrico¹².

Essas alterações foram viabilizadas pela citada modificação constitucional, que também estabeleceu as bases jurídicas para a concorrência entre agentes públicos e privados, mediante o artigo 175 da Constituição Federal, que previa que os serviços públicos deixavam de ser prestados por entes estatais, mediante delegação legal, para serem outorgados a investidores privados, por meio da celebração de contratos de concessão, precedidos da devida realização de procedimento licitatório para a escolha do concessionário.

Nesse contexto, a concessão se apresentou como um dos mecanismos de afastamento do Estado do setor produtivo, sendo considerada, por isso, um mecanismo de privatização de serviços¹³, uma vez que por meio dela o Estado transfere a prestação de um serviço de sua titularidade para que um terceiro o execute¹⁴.

Com a consolidação desse regime de outorga da prestação de serviços públicos para particulares, os prestadores de serviço estatais existentes passaram a coexistir com os prestadores privados, atuando juntamente com eles e competindo, ao menos nominalmente, em igualdade de condições no mercado, protegida, assim, a ampla competição¹⁵.

¹¹ Vide Sergio Guerra, *Regulação estatal sob a ótica da organização administrativa brasileira*, in **Regulação no Brasil: uma visão multidisciplinar**. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014, pp. 373 e 374. A questão da escassez de recursos públicos e da consequente necessidade de transferência da provisão de serviços públicos para o setor privado também é citada por J. Luis Guasch (*in* Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right. **The World Bank**: Washington. 2004. p. 2.)

¹² Sobre o esgotamento da capacidade de investimento do Estado e as mudanças havidas no setor elétrico, vide Maria Aparecida A. P. Seabra Fagundes, op. cit. p. 1 e 2.

¹³ Sobre concessão como forma de privatização, vide Dinorá Adelaide Mussetti Grotti. **A experiência brasileira nas concessões de serviço público**. https://www4.tce.sp.gov.br/sites/default/files/A-experiencia-brasileira-concessoes-servico-publico-artigo_0.pdf. Acesso em 15.04.2017. p. 5. Vide também a posição de Flávio Amaral Garcia que coloca as concessões e permissões como forma de desestatização (*in* Os monopólios naturais e sua regulação. In Souto, Marcos Jurueña Villela e Marshal, Carla C. Organizadores. **Direito Empresarial Público**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002. P. 290). Ressalvamos, entretanto, a manifestação de Marçal Justen, no sentido de que “a concessão não é – senão numa acepção vulgar – uma privatização. Se o serviço permanece sendo público, como seria possível afirmar que passaria ele a ser prestado “por conta” do concessionário? (*in* As diversas configurações da concessão de serviço público. **Revista de Direito Público da Economia**. RDPE. Ano 1, n. 1, jan-mar/2003. p. 112). J. Luis Guasch pontua que a concessão difere da privatização nos seguintes aspectos: (1) a concessão não envolve a venda de ativos; (2) concessões têm prazo limitado; e (3) na concessão o Estado continua sendo o titular do serviço, promovendo supervisão de sua prestação. (op. cit. p. 30).

¹⁴ Importante ter em mente que por meio da concessão o Estado não somente se desonera da prestação do serviço, mas pode ainda obter recursos, caso, por exemplo, a licitação preveja o pagamento de um bônus de outorga, tal como permitido pelo artigo 8º, § 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

¹⁵ Cumpre observar que nessa hipótese o ente estatal estará inclusive sujeito ao sistema de proteção à concorrência instituído pela Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011.

Tal movimento insere-se em um contexto de modernização do conceito de serviço público, em que se deixava de enxergar antagonismo entre serviços públicos e atividades econômicas, serviço público e setor privado, na medida em que o fato de uma atividade ser considerada serviço público não extrai dela o seu conteúdo econômico, a possibilidade de ser explorada por agentes privados, com a possibilidade de geração de lucro¹⁶.

Assim, o regime adotado pela Constituição Federal de 1988 foi o da convivência, na prestação de serviços públicos, de prestadores públicos e privados, em regime de concorrência, e de compreensão da atividade econômica como uma categoria geral, que abrange também o serviço público, reconfigurando a ideia de serviço público frente às novas exigências sociais e de mercado¹⁷.

Esse modelo de estímulo à concorrência foi, assim, completado pelo artigo 173, § 1º, II e § 2º da Constituição Federal, que estabelece que as empresas públicas e sociedades de economia mista se sujeitarão ao regime próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários e não poderão gozar de privilégios fiscais não extensíveis ao setor privado¹⁸. O objetivo imediato dessa norma era evitar conceder vantagens para a entidade da administração indireta que pudessem promover desequilíbrio na competição com o ente privado.

¹⁶ Vide Floriano de Azevedo Marques Neto em A Nova Regulação dos Serviços Públicos. IDAF nº 12. Julho/2002, p. 1044 pp. 1040-1053.

¹⁷ Sobre a necessidade de revisão da ideia de serviço público, Gaspar Ariño Ortiz expõe que “aunque los días del servicio público tradicional están contados, es necesario conocer su concepto y régimen jurídico no sólo porque es una página fundamental de la historia de nuestro derecho público económico sino porque todavía en determinados sectores económicos es un régimen vigente, aunque necesitado de revisión”. (**Principios de Derecho Público Económico**: modelo de Estado, Gestión Pública, Regulación Económica. Tercera Edición, Granada: Comares, 1999. p. 533). É possível constatar, a partir da análise de Jaques Chevallier a respeito do Direito Administrativo na França, que esse é um movimento cíclico. O autor aponta como o Direito Administrativo, no âmbito do qual se insere a própria noção de serviço público, foi eclipsado com o advento do Estado liberal e voltou a ser fortalecido com o surgimento do *Welfare State* (Public Administration in Statist France. In **Public Administration Review**. January/February 1996, vol. 56, n.1., p. 67 a 74. pp. 68 e 69). Leon Duguit, ainda na década de 1920, ventilou a mesma ideia de pendularidade nos movimentos sociais e conceitos atinentes à administração e serviço público, referindo que “*the role of the state, the extent of its action, must necessarily vary according to times and countries*” (in The Concept of Public Service. 32 **Yale Law Journal** (1923)), e acrescentou que “el derecho evoluciona ante todo, bajo la acción de las necesidades económicas” (in **Las Transformaciones del Derecho Público y Privado**. Granada: Editorial Comares, 2007, p. 27).

¹⁸ Observamos a posição do STF no julgamento dos Recursos Extraordinários (RE) nº 220.906-9/DF e nº 599.628/DF. Nos precedentes citados, foi realizada análise quanto à aplicação do regime de precatórios aos pagamentos de execuções judiciais promovidas em face de, respectivamente, Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos (ECT) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte). Entendeu o STF, no primeiro RE, que a ECT poderia gozar de privilégios por prestar serviço público em regime monopolístico, ao passo em que, no segundo RE citado, decidiu que esse entendimento não se aplicaria à Eletronorte, porque a mesma, na visão do Tribunal, exerce atividade econômica em regime de competição no mercado. O entendimento aplicado no caso da ECT, portanto, é uma exceção ao regime introduzido pelo artigo 173, § 1º, II e § 2º da Constituição Federal. Sobre essa distinção tratada pela jurisprudência do STF, vide Patricia Regina Pinheiro Sampaio, in A Constituição de 1988 e a disciplina da participação direta do Estado na Ordem Econômica. In **Regulação jurídica do setor elétrico**, Tomo II. Elena Landau (coord.). Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011. p. 428- 431.

Desse modo, foram lançadas as bases constitucionais para o desenvolvimento de um setor de energia concorrencial, em que houvesse a prestação por agentes privados em regime de competição com agentes públicos, bem como a regulação e consequente fiscalização dos serviços pelo Estado.

Para concluir as necessárias modificações de modelo de prestação de serviços, no plano infraconstitucional foram produzidas normas que conduziram a uma nova estrutura do setor elétrico brasileiro.

Inicialmente, foi introduzida a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que tratou de regular o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal.

Especificamente no que diz respeito ao setor elétrico, logo a seguir houve a introdução da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995¹⁹, que tratou da contratualização das outorgas de serviços de energia elétrica, dispondo sobre premissas básicas para que fosse instaurado um ambiente concorrencial e ditando normas específicas para a outorga de concessões.

Posteriormente foram lançadas novas leis, que estruturaram a reforma institucional do setor, criando entidades para desempenharem as funções de regulação e planejamento setorial, cabendo destaque para as seguintes:

Primeiramente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a finalidade de regular e fiscalizar o setor, a respeito da qual se tratará de forma mais detida no subcapítulo 1.4.

Criou-se também, por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o Operador Nacional do Sistema (ONS), uma pessoa jurídica de direito privado, integrado pelos agentes conectados à rede básica, que tem, dentre outros, o papel de operar o despacho centralizado das geradoras de energia através das linhas de transmissão, bem como de propor ao Poder Concedente os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

A criação do ONS viabilizou a segregação entre a gestão da infraestrutura e a prestação dos serviços, assegurando não somente o acesso dos agentes à infraestrutura de transmissão em condições justas e eficientes, como também a prestação dos serviços de energia da forma mais racional e menos onerosa para os consumidores.

¹⁹ Não serão tratadas neste trabalho mudanças setoriais que, embora relevantes, não tenham pertinência estrita como objeto de estudo. É o caso, por exemplo, da introdução das figuras do produtor independente de energia e do consumidor livre, que são inovações importantes para o setor, porém não para o presente estudo.

Cabe destaque, ainda, para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja implementação foi autorizada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. A EPE é responsável, dentre outros papéis, por elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão de curto, médio e longo prazo do setor elétrico nacional e por obter a licença ambiental necessária às licitações de empreendimentos hidroelétricos e de transmissão a serem licitados²⁰. Ela, além disso, fornece subsídios para que o Ministério de Minas e Energia (MME) formule, planeje e implemente ações no âmbito da política energética nacional.

Com operacionalização dessas entidades, a Eletrobrás e suas empresas controladas, que funcionavam como *longa manus* do próprio Poder Concedente no exercício de atividades de estudo e de planejamento do setor, deixaram de exercer uma série de atividades não empresariais, a fim de viabilizar sua maior concentração na prestação dos serviços²¹ e permitir, tal qual mencionado, sua participação no mercado em regime de concorrência com o setor privado.

Outrossim, nesse mesmo contexto de redução do papel do Estado como prestador do serviço e de esgotamento da capacidade financeira do Estado, estatais prestadoras de serviços de energia elétrica, tal qual ocorrido em outros setores, foram inseridas no Plano Nacional de Desestatização, a fim de desonerar o Estado da prestação do serviço e de obter recursos com a venda dos ativos²².

Tais inovações, juntamente com a desverticalização de serviços, que se traduz pela segregação das diversas atividades da indústria de energia elétrica, como será descrito no subcapítulo 1.2, pavimentaram o caminho para um ambiente regulatório que permite a livre competição nos mercados de geração e comercialização de energia, em que diversos agentes competem pela venda de energia em leilões regulados ou em negócios bilaterais não

²⁰ Vide Joísa Campanher Dutra, *Regulação do Setor Elétrico no Brasil*, in **Regulação no Brasil: uma visão multidisciplinar**. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014, p. 243 e 244. Sobre tais agentes, veja-se igualmente Maurício Tolmasquim, *Op.cit.* p.. 36 a 46. É importante notar que a Lei nº 10.848/04 criou outros agentes institucionais, os quais, entretanto, não têm relevância para o presente trabalho, como o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

²¹ Diz-se mais concentrada e não exclusivamente focada porque apesar da reestruturação do sistema Eletrobrás, iniciada na década de 1990, manteve-se ainda naquela companhia uma série de atividades tipicamente estatais, dentre as quais se destaca a gestão de fundos setoriais, que somente por intermédio da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, foi transferida para a CCEE. Mas naquela oportunidade, por exemplo, foram transferidas por elas para o ONS os ativos do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e dos Centros de Operação do Sistema (COS). Vide Maurício Tolmasquim, *Op.cit.*, p. 40.

²² O Programa Nacional de Desestatizações foi introduzido pela Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, sucedida pela Lei nº 9.491, de 09 de setembro de 1997, a qual, por sua vez, foi alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

regulados, ao tempo em que agentes de transmissão e distribuição competem pelo mercado, pela obtenção de novas concessões²³.

A desverticalização dos serviços de energia, embora não tenha sido preconizada pela Constituição, é uma decorrência do modelo econômico por ela introduzido, de delegação do serviço para particulares, de retirada da intervenção direta do Estado da Economia para uma atuação de regulação e fomento. É uma consequência lógica do modelo na medida em que, como se verá a seguir, sua finalidade é, em primeiro lugar, o estímulo à implementação de um ambiente concorrencial no setor, mas também a especialização técnica da regulação por segmento de serviço.

1.2 A desverticalização dos serviços

Nesse novo ambiente onde se pretende um mercado competitivo, marcado por especialidade e eficiência, a desverticalização de serviços de energia surge como um fator essencial para o atingimento dos fins pretendidos, cabendo, portanto, compreender em que consiste tal mecanismo.

Os serviços operacionais de energia elétrica envolvem essencialmente a geração de energia, sua transmissão da unidade geradora à distribuidora e a distribuição de energia ao consumidor final, havendo ainda a comercialização, uma atividade não operacional.

A geração consiste na produção da energia, ou seja, na transformação de qualquer fonte primária, como água, biomassa ou vento, em energia elétrica. A fonte primária predominante no Brasil é a hídrica, situada em localidades remotas, o que fez com que o sistema elétrico nacional fosse estruturado como um sistema interligado²⁴, de modo que, por exemplo, a energia produzida na região Sul possa ser consumida na região Centro-oeste ou

²³ Sobre o tema ver também LANDAU, Elena; DUTRA, Joisa; SAMPAIO, Patricia. O Estado e a iniciativa privada no setor elétrico: uma análise das duas últimas décadas (1992-2012). In OLIVEIRA, Gesner; OLIVEIRA FILHO, Luiz Chrysostomo (Org). **Parcerias público-privadas: experiências, desafios e propostas**. Rio de Janeiro: LTC, 2013, pp. 256 a 262.

²⁴ David A. M. Waltemberg esclarece que “em decorrência da característica predominante da geração hídrica no Brasil, houve, como consequência, o desenvolvimento no país de complexos sistemas de interligação de usinas e de centros de carga, que são chamados, no jargão setorial e mesmo na legislação específica, sistemas elétricos interligados” (O Direito da Energia Elétrica e a ANEEL. In **Direito Administrativo Econômico**. SUNDFELD, Carlos Ari (coord). 1. Ed., 3. tiragem. Malheiros. São Paulo. 2006, p. 363).

Como dito anteriormente, até a reforma iniciada na década de 1990, a intervenção do Estado na economia era direta, mediante sua atuação como empresário. No setor de energia elétrica em especial, a presença estatal era marcante e embora as atividades básicas, de geração, transmissão e distribuição fossem distintas, podiam ser prestadas por um mesmo agente, por meio de um mesmo ato de delegação.

Os diferentes segmentos do serviço de energia elétrica eram verticalmente integrados, ou seja, havia a conjunção de serviços que eram considerados monopólios naturais, como a transmissão e a distribuição de energia, com outro que poderia funcionar como mercado competitivo, no caso, a geração de energia²⁹. Essa conjunção decorria da relação vertical existente entre eles, pois não há funcionalidade em gerar energia sem que haja a transmissão e a distribuição da energia gerada por todo o caminho a ser percorrido desde a usina geradora até o consumidor final, seja ele residencial, rural ou industrial³⁰.

Embora a integração vertical dos segmentos decorresse de causas inerentes à própria natureza do negócio, a principal razão para a adoção desse modelo integrado era a dificuldade técnica para a implantação de um sistema central de controle que permitisse a operação confiável dos serviços prestados pelas diversas empresas, além da possibilidade, através desse modelo integrado e estatal, de haver maior interferência do Poder Executivo na prestação dos serviços, mediante comandos discricionários³¹.

Ocorre que a verticalização dos diferentes segmentos não somente representava uma barreira à entrada de novos agentes, como permitia a prática de subsídios cruzados entre os diversos serviços, os quais consistem na transferência de custos da atividade competitiva para a monopolizada, anulando os resultados positivos da concorrência.

Assim, com o novo marco setorial, que buscava a implementação de um ambiente competitivo para a prestação dos serviços, com a participação de um maior número de agentes

²⁹ Vide Julio Cesar Guimarães Praça e Roberto Drumond Furst. Os autores tabulam a integração vertical indicando que em âmbito federal havia a integração de geração e transmissão, enquanto na esfera estadual integravam-se os três segmentos (A Evolução do Modelo da Transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. *In A gestão do sistema de transmissão no Brasil*. Roberto Gomes (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. p.25).

³⁰ PINHEIRO, Armando Castelar; SADDI, Jairo. **Direito, economia e mercados**. Rio de Janeiro: Campus, 2006, pp. 275 e 276.

³¹ Julio Cesar Guimarães Praça e Roberto Drumond Furst. Op. cit. p.26.

e ingresso de capital privado, surgiu a necessidade de introdução da desverticalização, como forma de promover maior atração de investimentos privados para o setor³².

A desverticalização, então, foi determinada pelo artigo 4º, § 5º da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, implicando a separação dos serviços de geração e transmissão daqueles de distribuição, atribuindo-os a diferentes agentes, face à conclusão de que esses serviços, antes vistos como indissociáveis entre si, tinham características técnicas que conduziam à possibilidade de aplicação de regimes distintos de prestação.

Percebeu-se que a segregação de ativos, além de introduzir maior especialização, importava em maior segurança para as distintas concessões e, acima de tudo, viabilizava melhores condições competitivas, o que conduziu à opção normativa realizada.

A desverticalização foi promovida inicialmente como segregação contábil das receitas, despesas e custos referentes a cada segmento, na forma prevista no artigo 3º do Decreto nº 2.655/98, tendo a Lei nº 10.848/04 modificado a Lei nº 9.074/98, determinado que as concessionárias de distribuição não poderiam prestar serviços de geração e transmissão, inserindo a segregação societária.

Promovida a desverticalização, o regime de competição que foi introduzido para os setores de geração e comercialização de energia foi o de concorrência no mercado, com geradoras e comercializadoras competindo entre si por clientes, pela venda de energia, sendo livre o preço praticado pelas mesmas³³. Quanto aos setores de transmissão e distribuição, por serem reconhecidos como monopólios naturais, o modelo de competição idealizado e aplicado é pelo mercado, ou seja, há apenas um prestador por área de concessão e a competição ocorre somente na licitação para a outorga da concessão, para a entrada no mercado.

Os serviços de transmissão são prestados em caráter de exclusividade em uma determinada área de prestação. Como não há agentes competindo por clientes, os preços não são livres, são reguladas pela ANEEL.

³² O relatório **Fostering investment in infrastructure: lessons learned from OECD investment policy reviews** aponta a desverticalização no setor de energia como um dos fatores capazes de aumentar a participação de capital privado (OECD, 2015, p. 6 e 37. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf>>. Acesso em: 21.11.2017).

³³ Essa é a regra geral, mas cabe destacar a existência de contratos de quotas de energia, com preço regulado, proveniente de contratos de concessão prorrogados em conformidade com a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. É também regulado o preço da energia proveniente da Usina de Itaipu e das usinas nucleares de Angra.

A desverticalização impõe como regra, também, o livre acesso às redes de transmissão, que é um pilar da reestruturação do setor elétrico³⁴, na medida em que assegura o acesso dos produtores à rede que realiza o escoamento da energia gerada³⁵, sendo uma medida fundamental para a introdução efetiva da competição no mercado. Como aponta Alexandre Santos de Aragão³⁶, esse é um caso em que a intervenção estatal, concretizada para desverticalizar serviços e viabilizar o livre acesso de prestadores de serviço de geração às redes de transmissão, não restringe o mercado, antes, o viabiliza.

Essas características decorrem, como citado, do fato de os serviços de transmissão serem considerados monopólio natural³⁷, o qual se caracteriza por uma situação em que a totalidade da demanda em um mercado relevante pode ser atendida pelo menor custo por um único provedor, ao invés de vários. Nessa situação, havendo mais de um prestador, a produção consumirá maior quantidade de recursos para se realizar.

³⁴ Sobre o tema, vide Marília Rennó e Patrícia Sampaio. Transmissão de Energia Elétrica: apresentação do modelo brasileiro. In **Regulação jurídica do setor elétrico**. Marcos Jurena Villela Souto (Coord.). Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006, pp. 308 e 309. O livre acesso à infraestrutura de transmissão e a regulação tarifária desse segmento são tratados no artigo 7º do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, como segue:

Art 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

I - assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, ressalvado o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 1998;

II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;

III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas;

IV - induzir a utilização racional dos sistemas;

V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

³⁵ O livre acesso é garantido também às redes de distribuição e foi previsto no artigo 15, § 6º, da Lei nº 9.074/95, que estabelece que: “É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente.

³⁶ Alexandre Santos de Aragão. **Direito dos Serviços Públicos**. Rio de Janeiro: Forense, 2007. p. 445.

³⁷ Floriano de Azevedo Marques Neto coloca o monopólio natural como causa para a interdição à exploração do serviço por particular, ao expor que “i) sua prestação dependia de uma infraestrutura (redes) demandante de vultosos investimentos, o que tornava o detentor destas redes naturalmente explorador único do serviço delas dependentes; ii) os investimentos necessários para oferecer o serviço eram de tal ordem vultosos que seria implausível (se não impossível) o seu retorno pela exploração do serviço em competição; iii) por fim (e, muita vez, esta razão pauta primordialmente as teses ainda atreladas à teoria do monopólio natural), havia o argumento de que a essencialidade da atividade guinada à condição de serviço público interditava a sua prestação por outrem que não o agente estatal” (A nova regulação estatal e as agências independentes. **Direito Administrativo Econômico**. Carlos Ari Sundfeld (Org.). São Paulo. Malheiros, 2002, pp. 73 e 74). Marçal Justen Filho esclarece que no caso do monopólio natural a duplicação das infraestruturas conduz a preços unitários mais elevados do que a exploração por um único agente, indicando que o custo da prestação é reduzido conforme o número de usuários aumenta, de modo que a exploração econômica nesse caso é mais eficiente quanto realizada por um único agente (**Curso de Direito Administrativo**. 11. ed.. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015, p. 742). São medidas regulatórias usualmente utilizadas para mitigar os monopólios naturais, o controle de preço, a imposição de livre acesso à rede (art. 11, § un. da Lei nº 9.074/95), dentre outras. Sobre o assunto, vide também Flávio Amaral Garcia em Os monopólios naturais e sua regulação (in Souto, Marcos Jurena Villela e Marshal, Carla C. (org.). **Direito Empresarial Público**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002, pp. 291 a 294). Sobre o tema, vide também GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. **O serviço público e a Constituição Brasileira de 1988**. São Paulo: Malheiros, 2003. p. 325.

Este tipo de monopólio usualmente se apresenta em indústrias que demandam investimentos excessivamente altos para o fornecimento do serviço, as indústrias de rede, como é o caso da transmissão de energia elétrica. A competição nesses casos, se existente, seria prejudicial ao mercado, razão pela qual é promovida a regulação estatal, que impõe barreira de entrada, determinando a atuação de um único prestador em uma área determinada, em regime de exclusividade.

Importa notar que, para além da questão concorrencial, a desverticalização dos serviços traz impactos diretos na qualidade da regulação e fiscalização setorial, pois a segregação das outorgas por segmento permite uma melhor qualidade técnica da regulação e da própria fiscalização, na medida em que viabiliza uma maior especialização, adequada às peculiaridades e complexidades atinentes a cada um dos segmentos.

Portanto, os serviços de energia também são desverticalizados a fim de que, com esse modelo de especialização introduzido, possa ser incentivada a concorrência, mas também, nesse bojo, possa ser distinto o modelo de delegação adotado para cada espécie de serviços e, bem assim, em razão das particularidades de cada segmento, seja diversa a regulação, os modelos de licitações para outorgas, de remuneração e de matriz de riscos.

1.3 Delegação dos serviços de transmissão

Como explicitado, o setor elétrico brasileiro é estruturado considerando quatro diferentes atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Assim, todas elas deverão ter características idênticas, devendo igualmente ser consideradas serviços públicos ou, tendo o elenco constitucional apontado o regime de autorização³⁸, os serviços de energia elétrica poderão também receber o tratamento de atividades econômicas em sentido estrito?

Embora não haja consenso quanto à sua definição, entende-se que o serviço público caracteriza-se pela presença dos seguintes elementos: titularidade estatal, atendimento a uma

³⁸ Dispõe a Constituição Federal no artigo 21, XII, b:

Art. 21. Compete à União:

(...) XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

(...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

necessidade de interesse geral³⁹ e submissão total ou parcial a um regime de direito público, mesmo que seja prestado por particular⁴⁰.

Em sua origem, considerava-se que o serviço público implicava a subtração de atividades do regime de concorrência, na interdição das mesmas ao domínio privado, para serem atendidas exclusivamente pelo Estado⁴¹. Como referido no subcapítulo 1.1, entendia-se haver um antagonismo natural entre serviços públicos e atividades econômicas.

Entretanto, a realidade moderna, que conduz a readequações na forma de atuação estatal, determinadas por constantes mudanças nos modos de composição social, por inovações tecnológicas e por intensa demanda de capital para satisfazer às necessidades de interesse geral, impôs a necessidade de se revisitar a forma como o direito aborda a teoria dos serviços públicos.

Assim, vem se compreendendo que os velhos serviços públicos, de regime jurídico afrancesado, explorados diretamente pelo Estado, estão desaparecendo, frente a uma realidade onde há competição entre prestadores e em que se admite a exploração em regime privado, por meio de autorizações.

Desse modo, a possibilidade do regime de autorização para os serviços de energia elétrica foi prevista no artigo 21, XII, b, da Constituição Federal, e nesse contexto vem se entendendo ser possível, dentre os diversos segmentos dos serviços de energia elétrica, *depublicizar*, na expressão de Luiz Gustavo Kaercher Loureiro⁴², a exploração das atividades competitivas, consideradas essencialmente como atividades econômicas.

A ideia do governo brasileiro, ao iniciar as reformas do setor elétrico na década de 1990, era justamente tratar a geração de energia, associada à comercialização, como indústria competitiva⁴³, tanto assim que o artigo 2º do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998

³⁹ Segundo Leon Duguit, atividade indispensável à realização e ao desenvolvimento da coesão social (**Las Transformaciones del Derecho Público y Privado**. Granada: Editorial Comares, 2007, p. 27 e 28)

⁴⁰ O serviço público concedido à iniciativa privada não perde a natureza pública, pois apenas o exercício é transferido, e não a titularidade. Vide ARAGÃO, Alexandre Santos. Delegações de Serviço Público. In. **Regulação jurídica do setor elétrico** – Tomo II. LANDAU, Elena. Coordenadora. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011. p. 19.

⁴¹ Vide Augustin Gordillo, Tratado de derecho administrativo y obras selectas, Tomo 8, **Teoría General del Derecho Administrativo**, 1ª edición, Buenos Aires: FDA, 2013. p. 401-402.

⁴² LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher. **Constituição, energia e setor elétrico**. Porto Alegre: Sergio Antonio Fabris, 2009. p. 146.

⁴³ FAGUNDES, Maria Aparecida A. P. Seabra in **Os novos rumos do direito da eletricidade**, p. 15.

estabelece que as atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive sua importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo⁴⁴.

Assim, dentro do regime constitucional, que prevê a autorização como forma de delegação, passou-se a entender que seria pertinente que a geração e a comercialização, por terem características mais marcantes de atividades econômicas, desenvolvidas em regime de competição no mercado, poderiam ser exploradas sob o regime de autorização.

Nesse contexto, embora persista alguma divergência a respeito de quais atividades de geração poderiam estar sujeitas à autorização⁴⁵, atualmente as diversas fontes de geração têm sua outorga realizada mediante autorização, quais sejam: centrais geradoras fotovoltaicas (Resolução Normativa ANEEL nº 676/2015), usinas eólicas (Resolução Normativa ANEEL nº 391/2009), termelétricas (Resolução Normativa ANEEL nº 390/2009), usinas hidrelétricas de 5.000 até 50.000 kW, que não sejam PCHs (Resolução Normativa ANEEL nº 765/17) e pequenas centrais hidrelétricas (Resolução Normativa ANEEL nº 673/15). Igualmente a comercialização é explorada mediante autorização (Resolução Normativa ANEEL nº 678/2015). Mesmo os grandes empreendimentos de energia elétrica como Belo Monte, cujo edital de licitação foi aprovado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 953/2010, têm a previsão de que o regime de exploração da geração será o de produção independente, cujo instrumento de delegação é a autorização, na forma do artigo 7º da Lei nº 9.074/95, ao qual é associado um contrato de concessão de Uso de Bem Público.

Diferentemente, a transmissão, como a distribuição, por ser uma atividade explorada em regime monopolístico, sem sujeição à competição no mercado, é considerada uma atividade caracterizada estritamente como serviço público, tendo-se entendido ser aplicável à mesma o regime de concessão para a delegação da prestação desses serviços particulares, excluída até mesmo a possibilidade de aplicação da permissão.

⁴⁴ Patricia Regina Pinheiro Sampaio reconhece, no Mercado de geração de energia elétrica, que geradoras compitam entre si pelo Mercado consumidor. In **Regulação e concorrência**: a atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013. p. 241.

⁴⁵ Essa prática encontra acolhida na doutrina na lição de Marcos Juruena Villela Souto, que entende que geração e comercialização devem ser entendidas como atividade econômica (**Desestatização, privatização, concessões e terceirizações**, Rio de Janeiro: Lumen Juris, 1997, pág. 170). Ressalvamos a existência de entendimento em contrário de Clovis Alberto Volpe Filho e Maria Amália Alvarenga; Maria João C. Pereira Rolim; Geraldo Pereira Caldas e Clever M. Campos, todos citados por André Patrus Ayres Pimenta. Citamos também a posição de Alexandre Aragão restringindo o alcance das autorizações em serviços de geração (In *A natureza jurídica da geração de energia elétrica*. In **Revista do Direito de Energia Elétrica**, n. 13, out. 2016, p. 28 e 29) e a de Dinorá Adelaide Musetti Grotti, que reconhece o uso da autorização em serviços de energia elétrica, mesmo na prestação de serviço público a terceiros (In **O serviço público e a Constituição Brasileira de 1988**. p. 167 e 168).

Sobre a adoção da concessão e não da permissão para os serviços de transmissão, é preciso compreender que, embora atualmente admita-se também na permissão elementos anteriormente restritos à concessão, como a fixação de prazo, a indenização de investimentos não amortizados na hipótese de sua extinção e a formalização mediante contrato, a permissão continua sendo um instituto precário, incompatível com investimentos de maior vulto e de longo prazo, inexistindo, por isso, permissão precedida de obra pública.

Entende-se que a contratação de direitos e deveres executáveis em longo prazo, com remuneração ao particular realizada exclusivamente mediante o pagamento pela execução do serviço, não se coaduna com o instituto da permissão, cabendo a adoção da concessão nesses casos⁴⁶.

Assim, sendo a transmissão uma atividade dotada dessas características, uma indústria intensiva em capital e de exploração complexa, o regime de delegação que vem sendo aplicado à mesma, inclusive por força do artigo 6º do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, é o da concessão⁴⁷.

A concessão tem natureza contratual⁴⁸ e esses contratos têm natureza dúplice: regulamentar, caracterizada pelas cláusulas regulamentares ou de serviço, e contratual, conformada pelas cláusulas contratuais ou financeiras⁴⁹.

O contrato de concessão, como espécie de contrato administrativo, submete-se a regime de direito público, conferindo à Administração Pública contratante – o Poder Concedente – prerrogativas especiais, conhecidas como poderes exorbitantes, que têm sua representação máxima no poder de modificar unilateralmente o contrato a fim de atender ao interesse público subjacente ao negócio jurídico celebrado.

Essa possibilidade decorre do princípio da mutabilidade do regime jurídico dos serviços públicos, que é um desdobramento da mutabilidade dos contratos administrativos,

⁴⁶ JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria Geral das Concessões de Serviço Público**. São Paulo: Dialética, 2003. p. 113 e 114.

⁴⁷ Como aponta David Waltemberg, “no que diz respeito ao regime de exploração, a transmissão, atualmente caracterizada como um segmento autônomo, está submetida única e exclusivamente ao de serviço público, titulada sob concessão”. (Op. cit. p. 365)

⁴⁸ Segundo definição clássica de Maria Silvia Zanella Di Pietro, “concessão de serviço público é o contrato administrativo pelo qual a Administração Pública delega a outrem a execução de um serviço público, para que o execute em seu próprio nome, por sua conta e risco, assegurando-lhe a remuneração mediante tarifa paga pelo usuário ou outra forma de remuneração decorrente da exploração do serviço”. (*In Direito Administrativo*. 25. ed. São Paulo: Atlas. 2012. p. 302).

⁴⁹ Vide Tatiana Esteves Natal. A divisão de riscos e o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de serviço público no Estado Regulador. **Revista de Direito da Procuradoria Geral**, Rio de Janeiro, n. 67, 2013, pag. 220.

associado ao poder da administração de alterar as cláusulas regulamentares do contrato ou de rescindir o contrato por motivo de interesse público.

Tal princípio assevera que as cláusulas regulamentares ou de serviço poderão ser modificadas pelo Poder Concedente, caso tal alteração seja necessária para a adequada prestação do serviço público.

Quanto aos tipos de concessão, o modelo clássico, instituído pela Lei nº 8.987/95, engloba a concessão pura e a concessão precedida de obra pública, diferindo as duas apenas pelo fato de que a segunda exige a realização da obra para a implantação da infraestrutura necessária à prestação do serviço. As duas modalidades estão atualmente em uso no segmento de transmissão de energia elétrica.

Por força do contido no artigo 175 da Constituição Federal, a outorga do serviço de transmissão através de contratos de concessão é precedida de procedimento licitatório, o qual, em consonância com o disposto no artigo 2º da Lei nº 9.427/96, é promovido pela ANEEL, a quem compete também as atribuições relativas à gestão dos contratos de concessão, a regulação dos serviços e a sua fiscalização, como se verá adiante.

1.4 A atuação da ANEEL nas concessões de transmissão de energia elétrica

Como mencionado, na esteira do artigo 174 da Constituição Federal e da reforma estatal, foi promovida uma mutação no papel do Estado na ordem econômica, tendo passado de Estado Empresário a Estado Regulador⁵⁰, exercendo função normativa, reguladora e de fiscalização. Foram, assim, criadas diversas agências, mediante as quais o Estado assumiu declaradamente esses encargos.

Tais agências são entidades reguladoras independentes, cujo papel é buscar evitar falhas de mercado prejudiciais aos serviços regulados. Por meio da regulação exercida pelas agências, o Estado não exerce intervenção direta na economia, mas apenas estabelece regras e atua para compor conflitos e manter o equilíbrio do mercado.

⁵⁰ SUNDFELD, Carlos Ari. Direito Público e Regulação no Brasil, in **Regulação no Brasil**: uma visão multidisciplinar. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014, p. 129 e 132.

A regulação traz inserta uma ideia de especialização e tecnicidade inerentes ao setor regulado⁵¹, por isso, as agências criadas nesse processo de reconfiguração do papel estatal têm atuação restrita a setores específicos da economia, sendo relevante notar que, nesse contexto de redução da atuação direta do Estado na economia e de necessidade de obtenção de investimentos privados, a percepção da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é de que a criação de agências reguladoras independentes é um fator capaz de aumentar a participação de capital privado no setor de infraestrutura⁵².

Assim, no setor elétrico, como mencionado anteriormente, a Lei nº 9.427/90 autorizou a criação da ANEEL, como autarquia sob regime especial vinculada ao MME, cuja finalidade é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

O papel da ANEEL é extremamente relevante para o setor elétrico, tendo em vista a alta especialização do mercado de energia e a natural contraposição de interesses entre o Estado e os agentes, na medida em que ao primeiro interessa a prestação do serviço, enquanto aos segundos importa tão somente o lucro⁵³. A regulação tem suma importância, portanto, não apenas para garantir o atendimento aos princípios que regem a prestação do serviço⁵⁴, mas principalmente para buscar promover a adequação entre esses interesses contrapostos e o equilíbrio do mercado de energia elétrica.

A ANEEL, como as demais agências reguladoras setoriais, tem diversas funções específicas e outras de caráter geral, mas, dentre suas muitas atribuições, destacamos as seguintes, por sua relevância para este estudo⁵⁵:

⁵¹ Como notam Floriano de Azevedo Marques Neto e Rafael Roque Garofano: “As agências surgem exatamente como o objetivo declarado de diminuir os entraves burocráticos da atuação estatal em setores estratégicos da economia, de forma a dotar o Estado de órgãos que apresentassem maior agilidade, capacitação técnica, permeabilidade à sociedade, processualidade e, em especial, independência”. (*In Notas sobre o conceito de serviço público e suas configurações na atualidade*. p. 75).

⁵² Tal como consta do relatório *Fostering Investment in Infrastructure: Lessons Learned from OECD Investment Policy Reviews* (OECD 2015. p. 6. <https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf> Acesso em: 21.11.2017).

⁵³ Essa contraposição é sintetizada por Celso Antonio Bandeira de Mello nos seguintes termos: “Para o concessionário, a prestação do serviço é um meio através do qual obtém o fim que almeja: o lucro. Reversamente, para o Estado, o lucro que propicia ao concessionário é meio por cuja via busca sua finalidade, que é a boa prestação do serviço”. (*Curso de Direito Administrativo*. 26. ed. São Paulo: Malheiros, 2009, pp. 706 e 707).

⁵⁴ Tais princípios são previstos no artigo 6º, § 1º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. São eles: regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade tarifária.

⁵⁵ As atribuições da ANEEL são previstas no art. 3º da Lei nº 9.427/90, com as alterações promovidas pela Lei nº 10.848/2004.

- I - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- II - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica; e
- III - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

Portanto, seu papel é relevante na expansão e confiabilidade dos serviços de transmissão, desempenhando tal *mister* através da realização de licitações para novas outorgas, da autorização para obras de reforços em instalações de transmissão já concedidas e da fiscalização da realização mandatória de melhorias nos sistemas.

O direcionamento para os novos empreendimentos, assim como reforços e melhorias que devem ser realizados, entretanto, não são elaborados pela própria agência. Tais diretrizes lhe são fornecidas pelo MME, por meio de um documento denominado “Consolidação de Obras da Rede Básica”, que consiste na compatibilização do Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pela EPE, e do Plano de Ampliação e Reforços, preparado pelo ONS.

Do Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pela EPE, constam os empreendimentos que ainda não foram licitados ou autorizados e que são necessários à garantia das condições de atendimento aos mercados e aos intercâmbios entre as regiões, enquanto do Plano de Ampliações e Reforços, de autoria do ONS, constam as ampliações e reforços das instalações de transmissão, necessárias à preservação da segurança e do desempenho da rede e para a garantia ao funcionamento pleno do mercado de energia.

A Consolidação de Obras da Rede Básica, então, agrega as visões de operação e planejamento do sistema de transmissão e consiste em uma referência de caráter determinativo para a ANEEL quanto aos novos empreendimentos, que serão concedidos mediante prévio procedimento licitatório, e quanto aos reforços, que não são objeto de licitação. As obras de reforços, que são executadas em instalações que já tenham sido objeto de concessão a particulares, são contempladas em Resoluções Autorizativas da ANEEL que preveem a obra a ser realizada e a remuneração a ela atribuída.

Há, ainda, as melhorias do sistema, que consistem em obras que não são objeto de resolução autorizativa prévia⁵⁶ e constam do Plano de Modernização das Instalações (PMI),

⁵⁶ Pela sistemática instituída pela Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, em apertada síntese, grandes reforços são objeto de resolução autorizativa e prévia fixação de receita (RAP) e pequenos reforços e

documento elaborado pelo ONS e submetido à ANEEL, que visa a manutenção da atualidade da prestação do serviço. Tais obras devem ser realizadas pelas transmissoras no intervalo de 3 (três) anos a contar da emissão do PMI, mas somente serão objeto de remuneração a partir do ciclo seguinte de revisão tarifária⁵⁷, quando seus custos considerados eficientes são reconhecidos.

Os reforços e melhorias são alterações unilaterais promovidas no contrato por determinação do Poder Concedente, representado pela ANEEL, as quais serão objeto de análise específica no subcapítulo 3.2.

Quanto aos novos empreendimentos que devem ser outorgados por concessão, mediante licitação, observadas as diretrizes da Consolidação de Obras da Rede Básica, cumprirá à ANEEL estabelecer as regras constantes do edital e do contrato de concessão, as quais delimitarão, como será visto nos subcapítulos 2.2 e 2.3, a partilha de riscos entre Poder Concedente e concessionário.

Caberá à ANEEL estabelecer o critério de seleção de propostas e a Receita Anual Permitida (RAP) máxima permitida, que é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão, a qual, nas concessões licitadas, é obtida como resultado das propostas oferecidas pelos interessados no leilão para a outorga da concessão.

A ANEEL é também gestora dos contratos de concessão, cabendo-lhe fiscalizar a execução dos serviços e assegurar o cumprimento das obrigações contraídas pela transmissora. Caberá a ela, no atendimento a esse papel, realizar a análise e tomar a decisão acerca dos pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos aduzidos pelos concessionários, bem como adotar as medidas previstas em contrato para a aplicação do reajuste e das revisões tarifárias periódicas.

Como se verifica, portanto, o papel da ANEEL é central na contratação e na definição da remuneração das transmissoras, seja ao definir a RAP teto de leilões, como nas hipóteses de estipulação de remuneração em casos de alterações unilaterais do contrato e na aplicação de reajustes, revisões tarifárias periódicas e análise de pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro. A compreensão dessas questões relacionadas à remuneração das transmissoras,

melhorias são realizados pela transmissora e a remuneração, embora seja devida a partir de sua entrada em operação comercial, somente é fixada no ciclo de revisão tarifária seguinte.

⁵⁷ A Consolidação de Obras de Transmissão contém dois volumes, a saber: (i) Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão e (ii) Reforços de Pequeno Porte nas Instalações de Transmissão Existentes.

entretanto, depende fundamentalmente do entendimento acerca da política tarifária aplicável aos contratos de concessão de serviços de transmissão, que será exposta a seguir.

1.5 A política tarifária aplicável aos contratos de concessão de serviços de transmissão de energia: remuneração pelo preço

No regime constitucional anterior à Constituição de 1988, o modelo remuneratório aplicado às concessões era o de remuneração pelo custo. Dispunha o artigo 167, II, da Emenda Constitucional nº 01/69, que a lei deveria assegurar às concessionárias o recebimento de tarifas que permitissem a justa remuneração do capital. Para tanto, o Poder Concedente controlava os custos e investimentos da concessionária a fim de assegurar a efetividade de tal garantia.

Esse modo de remuneração já era contemplado pelo artigo 180, I, do Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº 24.643, de 10 de junho de 1934.

Na remuneração pelo custo, como esclarecem Armando Castelar Pinheiro e Jairo Saddi

A empresa apresenta ao regulador todos os seus custos históricos de mão de obra, materiais, combustíveis, manutenção, impostos etc., e o valor do capital investido. O regulador calcula, então, o custo de capital da empresa, aplicando sobre o valor atualizado de seus ativos uma taxa de retorno “justa”, que deve essencialmente refletir a rentabilidade alternativa que a empresa poderia obter caso aplicasse esses recursos em outra atividade com um mesmo nível de risco⁵⁸.

Dito mecanismo impunha ao consumidor as ineficiências do concessionário, pois, uma vez que havia o repasse integral dos custos na tarifa, não havia controle a respeito da eficiência dos custos⁵⁹. Não havia, portanto, incentivo ao concessionário para que promovesse a redução de custos e para que adotasse uma estrutura eficiente de capital. Além disso, a assimetria de informação entre o concessionário e o Poder Concedente no que diz respeito aos custos efetivos com a prestação de serviço possibilitavam ganhos por parte do concessionário no processo de fixação da tarifa.

⁵⁸ Op.cit. p. 271.

⁵⁹ JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de Direito Administrativo**. 8. ed. Belo Horizonte: Forum, 2012. p. 741.

A Constituição de 1988, entretanto, introduziu as bases que viabilizaram a modificação desse modelo, estabelecendo seu artigo 175, parágrafo único, inciso III, somente que a lei disporá sobre política tarifária. Com isso, a Lei nº 8.987/95 instituiu o regime de tarifa pelo preço, estabelecendo o artigo 2º, inciso II, que a concessionária prestará o serviço por sua conta e risco⁶⁰ e fixando o artigo 9º desta lei que a tarifa será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação.

O artigo 15 da Lei nº 9.427/96, igualmente, seguindo a orientação fixada pela Lei nº 8.987/95, define tarifa pelo preço como sendo aquela fixada no contrato de concessão resultante da licitação⁶¹.

No regime das leis citadas, portanto, a tarifa não é determinada unilateralmente pelo Poder Público, como era sob a vigência da remuneração pelo custo, sendo resultante do lance oferecido pelo concessionário no leilão para outorga e fixada no contrato de concessão.

O serviço passou, destarte, a ser remunerado pelo preço proposto pelo próprio concessionário na licitação, sem qualquer ingerência do Poder Concedente nessa escolha do concessionário, não havendo tampouco fiscalização quanto à composição do preço, pois tal controle seria incompatível com o sistema da política de remuneração pelo preço⁶².

Esse preço proposto pelo concessionário, entretanto, deverá refletir o capital investido e sua remuneração⁶³, o custo operacional incluindo tributos, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento tecnológico⁶⁴ e ele será, como se verá no capítulo 2, o marco inicial para a fixação da equação econômico-financeira do contrato.

A política tarifária atualmente adotada no setor elétrico, portanto, é a de preço, e não remuneração pelo custo, e a forma de regulação aplicada à mesma é a de regulação por teto de preço (*price cap*).

Os leilões para outorga de concessão de serviços de transmissão vêm adotando o regime de *price cap*, ou RAP máxima.

⁶⁰ Antonio Carlos Cintra do Amaral. Op.cit. p. 51 e 52.

⁶¹ Ou no contrato que prorrogue a concessão existente, ou naquele celebrado em decorrência de desestatização ou em ato específico da ANEEL que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste.

⁶² Trata-se de preço público ou tarifa, que, como define a doutrina, consiste em “receita originária decorrente da contraprestação por um bem, utilidade ou serviço numa relação de cunho negocial em que está presente a voluntariedade”. (PAULSEN, Leandro. **Direito Tributário: Constituição e Código Tributário à luz da doutrina e da jurisprudência**. 8. ed. Porto Alegre: Livraria do Advogado: ESMAFE, 2006. p. 42).

⁶³ Vide Marcos Juruena Villela Souto. **Direito Administrativo das Concessões**. Lumen Juris. Rio de Janeiro. 2004. p. 32 e 80.

⁶⁴ Tatiana Esteves Natal. A divisão de riscos e o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de serviço público no Estado Regulador. **Revista de Direito da Procuradoria-Geral**, Rio de Janeiro, n. 67, 2013, pag. 229.

A RAP, como anteriormente esclarecido, é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão, a qual, nas concessões licitadas, é obtida como resultado das propostas oferecidas pelos interessados no leilão para a outorga da concessão.

Nesse regime de leilão por RAP máxima, para cada leilão a ANEEL calcula, para a concessão que será outorgada, qual será a receita máxima admitida⁶⁵ e os participantes ofertam lances considerando essa limitação, vencendo a proposta com a menor RAP ofertada.

Entende-se que essa forma de remuneração incentiva a eficiência e a redução de custos, permitindo ao concessionário apropriar-se de parte dos ganhos de eficiência registrados em cada ciclo de revisão tarifária, ao tempo em que se viabiliza o atendimento ao princípio da modicidade tarifária, instituído pelo artigo 6º, § 1º, da Lei nº 8.987/95⁶⁶, ao promover incentivos para o oferecimento dos menores preços possíveis pelo empreendedor.

Importante observar, entretanto, a relevância de que a ideia de promover a modicidade tarifária ao fixar a RAP teto não seja levada ao extremo, sob pena de se desincentivar o acometimento de participantes ao certame⁶⁷.

Nos processos de revisão tarifária periódica, mencionados no subcapítulo 2.1, enquanto a regulação de tarifa pela taxa de retorno (remuneração pelo custo) considerava os custos passados da concessionária e impunha revisões em prazos curtos, a regulação por teto

⁶⁵ O cálculo é realizado em conformidade com o submódulo 9.8 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 749/2016.

⁶⁶ Arnoldo Wald reporta a adoção desse sistema por países como México e Reino Unido, sugerindo que o mesmo vem obtendo mais aceitação que outros regimes tarifários. WALD, Arnoldo, MORAES, Luiza Rangel de, WALD, Alexandre de M. **O Direito de Parceria e a Lei de Concessões**: análise das Lei ns. 8.987/95 e 9.074/95 e legislação subsequente. 2. ed. Saraiva. São Paulo: 2004. p. 168 a 170.

⁶⁷ Raul Velloso e Paulo Springer de Freitas notam esse incentivo perverso em **O gargalo da modicidade tarifária excessiva na infraestrutura**, referindo que: “O problema da modicidade tarifária excessiva é sua insustentabilidade no longo prazo. No curto prazo, tarifas irrealisticamente baixas agradam a população e rendem fortes dividendos políticos. No longo prazo, contudo, desestimulam o investimento no setor, o que implica menor oferta de infraestrutura ou tarifas mais altas para estimular empresários a correrem os riscos”. Disponível em: <www.raulveloso.com.br>. Acesso em 21.11.2017.

A imposição de RAP excessivamente baixa parece ter sido uma das causas dos altos níveis de deserção em leilões de transmissão no passado recente. O Leilão nº 01/2014 teve 5 lotes sem licitantes dentre os 15 ofertados; no Leilão nº 04/2014, dos 15 licitados, 5 não tiveram proposta; no Leilão nº 7/2014, 2 lotes foram arrematados e outros 2 não. Em 2015, a situação se agrava: no Leilão nº 01/2015 foram leiloados 12 lotes e somente 4 obtiveram proposta; no Leilão nº 05/2015, de 11 lotes licitados, apenas 3 receberam proposta. O Leilão nº 07/2015 teve apenas 1 lote, que foi arrematado. A 1ª etapa do Leilão nº 13/2015 teve 26 lotes, dos quais 12 não obtiveram lances. A baixa RAP teto é apontada por Patricia Sampaio e Joisa Dutra (Diagnóstico, desafios e propostas para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. In Retomada do crescimento: Diagnósticos e Propostas. Fabio Giambiagi e Mansueto Facundo de Almeida Junior (Orgs.). Rio de Janeiro: Elsevier. 2017. p.188) como uma das possíveis causas para o baixo acometimento de interessados nesses leilões. Fato é que a partir da 2ª etapa do leilão nº 13/2015, concluído em 2016, houve o aumento da remuneração máxima e esse quadro mudou, tendo sido ofertados 24 lotes e apenas 3 restado vazios (informações sobre os resultados do leilão extraídos do site da ANEEL – www.aneel.gov.br).

de preço (*price cap*) considera fundamentalmente os custos futuros, e não necessariamente os custos do próprio concessionário, mas de uma empresa real ou teórica que opere como marco de eficiência. Além disso, esse modelo impõe revisões em prazos maiores que aqueles aplicados na remuneração pelo custo⁶⁸.

A regulação por teto de preço, portanto, é mais compatível com os princípios da modicidade tarifária e da eficiência e, assim, com os interesses dos usuários, sendo por isso o modelo atualmente adotado pela ANEEL, e é esse preço, como se verá adiante, que configurará o marco para a fixação da equação econômico-financeira inicial do contrato.

⁶⁸ Vide Armando Castelar Pinheiro e Jairo Saddi (Op.cit. p. 272 e 273).

2 A INTANGIBILIDADE DA EQUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA INICIAL DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O artigo 9º, § 2º, da Lei nº 8.987/95⁶⁹, estabelece que os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro. Essa disposição decorre do princípio da intangibilidade da equação econômico-financeira do contrato, insculpida no artigo 37, XXI, da Constituição Federal⁷⁰, que assegura o direito da parte que contrata com a administração pública a manutenção das condições de sua proposta, ou seja, determina que a equação econômico-financeira original seja mantida ao longo da vigência do contrato.

A equação econômico-financeira original ou equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato consiste na equação firmada entre os deveres e obrigações do contratado e a respectiva remuneração à qual faz jus. O marco original para a verificação do equilíbrio contratual é a proposta oferecida pelo concessionário na licitação para a outorga⁷¹, pois é ela que contém as projeções realizadas pelo empreendedor.

Importante notar que o que é imutável não são as cláusulas econômicas do contrato, tampouco as obrigações do contratado constantes das cláusulas regulamentares ou de serviço. Essas modificações são permitidas, como decorrência da própria mutabilidade dos contratos administrativos. O que não pode ser alterado é o equilíbrio inicialmente estabelecido entre elas, que deve ser mantido ao longo da vigência do contrato.

⁶⁹ Art. 9º (...) § 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

⁷⁰ Os seguintes autores arguem o fundo constitucional do princípio da intangibilidade da equação econômico-financeira dos contratos: Arnaldo Wald *et al* (op. cit. p. 184), Lúcia Valle Figueiredo (A equação econômico-financeira do contrato de concessão: aspectos pontuais. **Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico**, Salvador, n. 7, ago/set/out. de 2006. p. 7 e 8), Vitor Rhein Schirato (O reajuste tarifário nas concessões de serviços públicos. **Revista de Direito Administrativo e Constitucional**, Belo Horizonte, ano 13, n. 54, p. 149-168, out/dez 2013, p. 158), Tatiana Esteves Natal (Op. cit. p. 222), Caio Tácito (op. cit. p. 408) e Sergio Guerra (Concessões de serviços públicos: aspectos relevantes sobre o equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno (TIR). *In* **Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno**: a lógica das concessões e parcerias público-privadas. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016. P. 451). Importa ressaltar, entretanto, a posição divergente de Maria Sylvia Zanella Di Pietro, que entende que a norma contida no art. 37, XXI, da Constituição Federal, não atinge todas as modalidades de contratos da Administração.

⁷¹ Nesse sentido, Floriano de Azevedo Marques Neto (**Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões**, p. 108), Lucia Valle Figueiredo (op. cit. pp. 10 e 11).

Tal garantia se reveste de suma importância para a execução do contrato de concessão na medida em que, sob a ótica do concessionário, visa assegurar o seu legítimo direito à preservação do lucro e, sob o prisma do Poder Concedente, é um mecanismo voltado à defesa da modicidade tarifária, quando houver o reequilíbrio em favor da administração, mediante a redução de tarifa.

É importante notar, então que, embora essa garantia seja usualmente vista sob a ótica da preservação de direitos do concessionário, a mesma traduz-se igualmente como direito do Poder Concedente, que poderá promover o reequilíbrio do contrato em seu favor, quando o retorno financeiro do concessionário exceder a parcela inicialmente pactuada⁷².

A garantia da manutenção da equação econômico-financeira inicial do contrato visa, além disso, preservar a continuidade e adequação da prestação do serviço⁷³, na hipótese em que o advento de uma álea extraordinária, desequilibrando a equação econômico-financeira do contrato em desfavor do concessionário, implique degradações e até mesmo paralisações decorrentes da insuficiência de recursos para a prestação do serviço. Neste caso, segundo Lúcia Valle Figueiredo, o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato justifica-se por um interesse público subjacente, que consiste no fiel cumprimento do contrato de concessão⁷⁴.

É relevante apontar, entretanto, que o que é intangível é a equação econômico-financeira pactuada, e não as cláusulas financeiras do contrato, de modo que o Poder Concedente poderá, eventualmente, modificar até mesmo a tarifa, reduzindo-a, desde que o concessionário seja devidamente compensado por outros meios⁷⁵. Realizada tal compensação, fica preservada a equação original e, portanto, sua intangibilidade.

Importa notar que reestabelecer a equação econômico-financeira original não representa a restauração do conceito de remuneração pelo custo, antes, preserva o regime

⁷² Vide Alexandre Santos Aragão, que afirma que o equilíbrio econômico-financeiro é uma via de mão dupla, e que, portanto, se as áleas extraordinárias desonerarem o concessionário, cabe a revisão em favor do Poder Concedente e dos usuários. (A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 263, p. 35-66, maio/ago. 2013, p. 41. Também em **Direito dos Serviços Públicos**, p. 637). No mesmo sentido, Eduardo García de Enterría e Tomás-Ramón Fernández, que asseveram que “El juego de la teoría del riesgo imprevisible es, pues, doble y puede actuar tanto a favor de la Administración concedente como a favor del concesionario” (**Curso de Derecho Administrativo**. I. Decimotercera Edición. Editorial Aranzadi: Madrid. 2006. p. 751).

⁷³ MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões. **Revista de Direito Administrativo**. Rio de Janeiro, 227: 105-109, jan/mar 2002. p. 106. Também Caio Tácito (op. cit. p. 408).

⁷⁴ Op. cit. p. 5 e 8. Alexandre dos Santos Aragão se posiciona igualmente no sentido de que o reequilíbrio do contrato de concessão em decorrência de fatos imprevisíveis ocorre pela preservação do interesse público afeto ao contrato e para a sua continuidade (A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs, p. 42).

⁷⁵ Alexandre dos Santos Aragão. (ibid., pp. 38 e 39).

atual de remuneração pelo preço, entendendo-se somente que o preço não pode ser corroído por fatores externos, imprevisíveis e extraordinários, não atribuíveis ao concessionário.

Essa garantia, portanto, impõe a adoção de medidas contratuais que impliquem sua efetiva instrumentalização, tendo os mecanismos do reajuste e da revisão sido instituídos com essa finalidade.

2.1 Mecanismos contratuais de preservação da equação econômico-financeira original dos contratos de concessão: reajuste x revisão

Para assegurar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, a doutrina administrativista apresenta dois mecanismos básicos aplicáveis com o intuito de garantir que a remuneração pactuada não seja corrompida ao longo da vigência contratual: o reajuste e a revisão de preço.

O reajuste é um mecanismo decorrente de elemento conhecido, que é a inflação, o qual impõe a atualização monetária do preço fixado no contrato, mediante a aplicação periódica do índice oficial de inflação estabelecido em cláusula contratual, como forma de preservar o valor real, em moeda corrente, do preço fixado no contrato.

A cláusula de reajuste de preço tem como fundamentos a previsibilidade da ocorrência de inflação e a possibilidade de pré-fixar o índice oficial a ser aplicado, mitigando conflitos quanto a esse tema. Na aplicação do reajuste não incide discricionariedade do Poder Concedente. Uma vez estipulado o índice oficial no contrato, o mesmo é aplicado na periodicidade contratualmente prevista, estando o Poder Concedente vinculado à adoção de tal procedimento⁷⁶.

A revisão, por sua vez, guarda conexão com a ocorrência de um fato superveniente, não conhecido no momento da celebração do contrato ou imaginado, mas de consequências imprevistas. Esse mecanismo tem por finalidade preservar a correspondência inicialmente estabelecida no contrato entre a remuneração do contratado, no caso o concessionário, e o preço a ser pago pelo serviço.

Os contratos de concessão de serviços de transmissão estipulam cláusula que contempla o reajuste anual da Receita Anual Permitida (RAP) da transmissora. Não há,

⁷⁶ Vitor Rhein Schirato, *in O reajuste tarifário nas concessões de serviços públicos*, p. 164.

todavia, uma cláusula genérica de revisão de preço como a determinada pelo artigo 65, II, d da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, e pelo artigo 23, IV, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Há, porém, a previsão de revisão tarifária periódica, que surge nos contratos de concessão como variação dessa tradicional dicotomia entre reajuste e revisão do contrato, a primeira decorrente de elemento conhecido, que é a inflação, e a segunda de eventos imprevisíveis ou de consequências imponderáveis, impossíveis de serem traduzidos por uma fórmula contratual precisa.

A revisão tarifária periódica é um mecanismo previsto nos contratos de concessão de serviços de transmissão⁷⁷ e na própria regulação, mediante o qual são capturados ganhos de eficiência da concessionária, aumentos de custo de insumos, variações no custo de capital, dentre outros fatores.

Sua inclusão nos contratos de concessão de serviços de transmissão decorreu de imposição do Tribunal de Contas da União, contida no Acórdão 649/2005 – Plenário, que determinou a inserção de tal previsão nos novos contratos a serem firmados⁷⁸.

Assim é que, tal como consta da Nota Técnica nº 118/2017-SEM/ANEEL, de 27.07.2017, que integra o processo da Audiência Pública ANEEL nº 41/2017, nos contratos firmados até 2006 não havia previsão de revisão tarifária periódica, o que veio a ocorrer somente nos instrumentos celebrados a partir de 2007, que passaram a prevê-la em períodos de 5 (cinco) anos.

Para os pactos concluídos até 2006, a despeito da inexistência de cláusula específica, o Submódulo 9.2 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 490/2012 e modificado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.030/2016, prevê que a mesma ocorra em intervalos de 4 (quatro) anos.

Atualmente, portanto, a revisão tarifária periódica da RAP pode ocorrer em intervalos periódicos de 5 (cinco) ou 4 (quatro) anos⁷⁹, a depender do contrato firmado, em conformidade com parâmetros regulatórios fixados no contrato e em preceitos regulatórios específicos, atualmente contidos no Submódulo Proret 9.1, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 553, de 10 de junho de 2013, para as concessões outorgadas antes da

⁷⁷ E também nos contratos de distribuição de energia elétrica.

⁷⁸ Marília Rennó e Patrícia Sampaio fazem referência a essa origem histórica da previsão de cláusula de revisão tarifária nos contratos de transmissão. Op. cit. p. 322.

⁷⁹ A citada Nota Técnica nº 118/2017-SEM/ANEEL, de 27.07.2017, propõe, no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 41/2017, a unificação dos períodos de revisão para 5 (cinco) anos.

Lei nº 9.074/95, e portanto não licitadas, e no citado Submódulo Proret 9.2, para as concessões licitadas.

Alguns dos critérios que são considerados na regulação para que sejam contemplados na revisão periódica das transmissoras são o ganho de eficiência empresarial, a base de remuneração dos bens vinculados à concessão (base de remuneração regulatória – BRR), o custo de capital próprio e o de terceiros⁸⁰.

Especificamente no que toca ao custo de capital de terceiros, sua inclusão no processo de revisão tarifária tem o condão de mitigar o risco dos empreendedores com a obtenção de financiamento para a realização das obras de construção dos ativos de transmissão.

No item do edital em que são indicados os parâmetros para a fixação da RAP máxima, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dentre os demais itens considerados para a composição do preço teto, aponta o custo real de capital de terceiros usado como referência. Esse custo de capital de terceiros historicamente tomou como base o custo de financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES)⁸¹, sendo que no corpo do contrato impõe-se à transmissora os riscos de captação dos financiamentos necessários para a construção do empreendimento⁸².

O risco do empreendedor nesse caso, portanto, consiste na eventual impossibilidade de captação de recursos pelo custo de capital projetado pela ANEEL e por ele próprio e na demora de obtenção do financiamento do BNDES, que impõe a contratação de empréstimos-ponte.

A previsão no contrato de concessão, na cláusula de revisão tarifária periódica, da modificação do custo de capital de terceiros como um elemento da fórmula de recomposição

⁸⁰ Conforme a definição constante do contrato, ganho de eficiência empresarial é a “redução de custos de operação e manutenção em relação à referência a ser estabelecida pela ANEEL em processo de revisão da TRANSMISSORA, com base no disposto no inciso IV, art. 14, da Lei nº 9.427/96, preservadas as condições para a adequada prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO”.

⁸¹ Essa foi a conclusão do Tribunal de Contas da União (TCU), constante do Relatório TC 020.020/2016-3, que aduz que a ANEEL utiliza somente as taxas e condições dos contratos de financiamento do BNDES para determinar o percentual de alavancagem do WACC (*Weighted average cost of capital*) e do custo de capital de terceiros. Concluiu o TCU, ainda, que a ANEEL considera o primeiro ano do contrato de concessão como o termo inicial para o ingresso de recursos do financiamento. Sucede que, na prática, o que se tem verificado é que os recursos do BNDES somente são liberados após o término de implantação do empreendimento, pelo que, segundo tal relatório, o cálculo da RAP deveria considerar a utilização de recursos mais caros que as taxas do BNDES no início do projeto.

⁸² Dispõe o contrato:

Será de inteira responsabilidade da TRANSMISSORA a prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, de acordo com regras e critérios estabelecidos pela ANEEL, sendo de sua competência **captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço regulado neste CONTRATO.** (grifamos)

do equilíbrio econômico-financeiro do contrato⁸³ e a estipulação, pela regulação referida, de que este seja um parâmetro para a revisão, é um mitigador desse risco, pois, apesar de haver o transcurso de lapso temporal até que essa questão seja capturada pelo processo de revisão tarifária, há uma solução já previamente estipulada.

É importante notar, entretanto, que a abordagem adotada pela ANEEL ao praticar a revisão tarifária periódica é a de definição de parâmetros de custos regulatórios eficientes, sem a consideração dos custos reais da empresa.

O Submódulo 9.1 do PRORET define de forma clara a visão da ANEEL ao estabelecer parâmetros de eficiência nos processos de revisão tarifária, a saber:

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão periódica busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária possa obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil⁸⁴.

Assim, em linhas gerais, a revisão tarifária periódica se apresenta como uma forma de partilha de riscos entre Poder Concedente e concessionário ou de alocação das ineficiências deste último em sua própria remuneração.

Ao mesmo tempo, é um mecanismo de promoção de estabilização contratual, viabilizando a captura de elementos cuja variação ao longo do tempo já é conhecida de antemão. Sua previsão tem especial relevância nos contratos de concessão, dados seus prazos extensos, que, no caso de serviços de transmissão, chegam a ter 30 (trinta) anos⁸⁵.

Os contratos de concessão de transmissão preveem, ainda, como mecanismo de preservação da equação econômico-financeira inicial, fundado no artigo 9º, § 3º, da Lei nº 8.987/95, a revisão do preço em decorrência da alteração da carga tributária. Determina a cláusula contratual pertinente que, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura do contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão da RAP, para mais ou para menos, conforme o caso. Trata-se de uma previsão que decorre do fato de que essa modificação de tributos

⁸³ Essa fórmula seria capaz de impor a redução da RAP da transmissora na hipótese de obtenção de financiamento por taxa menor que aquela estipulada pela ANEEL no edital. Na prática, entretanto, tal como apontado pelo TCU, as taxas obtidas pelos empreendedores são consistentemente maiores que aquelas consideradas no edital.

⁸⁴ Item 31 do Módulo Proret 9.1, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 553, de 10 de junho de 2013, da ANEEL.

⁸⁵ Conforme previsto no artigo 4º, § 3º, da Lei nº 9.074/95.

consiste em uma álea administrativa, decorrente de fato do príncipe, de tal forma previsível que a lei e o contrato já admitem-na *prima facie*.

São esses, portanto, os mecanismos de estabilização econômico-financeira pré-estabelecidos pelos contratos de concessão de serviço de transmissão. Para o reajuste e a revisão tarifária periódica, não há controvérsia quanto à sua aplicação, tampouco para o reequilíbrio decorrente de alteração de carga tributária, na medida em que consistem em ferramentas previstas em cláusulas contratuais que pré-determinam sua aplicação e as condições para que isso ocorra.

A revisão decorrente de fatos imprevisíveis que tenham impacto na equação econômico-financeira inicial e que extrapolam as hipóteses previstas na revisão tarifária periódica, entretanto, além de não ter previsão contratual expressa, apresenta maior complexidade para sua aplicação e para a identificação das hipóteses em que a mesma deverá ocorrer, sendo necessário que se maneje a tradicional teoria das áleas e a moderna teoria da partilha de riscos nos contratos de concessão, a fim de que se possa concluir quanto à possibilidade de sua aplicação.

2.2 A partilha de riscos nos contratos de concessão

Como anteriormente mencionado, o artigo 2º, II, da Lei nº 8.987/95, estabelece que o concessionário prestará, por sua conta e risco, o serviço público que lhe for delegado. A doutrina clássica, então, interpretava esse dispositivo como significando que os riscos inerentes ao contrato de concessão deveriam ser integralmente atribuídos ao concessionário.

A doutrina contemporânea, entretanto, assevera não ser pertinente que se entenda haver, por força legal, a transferência da totalidade dos riscos para o concessionário, mas tão somente aqueles que forem determinados pelos instrumentos do negócio⁸⁶.

Entende-se atualmente que a interpretação da doutrina clássica, que atribuía a totalidade dos riscos ordinários para o concessionário, é equivocada e incompatível com o contido na própria Lei Geral de Concessões, que no artigo 9º, parágrafo 2º, estabelece que o

⁸⁶ É o que entendem, por exemplo, Marcos Augusto Perez (op. cit. p. 131), Egon Bockmann Moreira (op. cit. p. 46) e Alexandre Santos de Aragão (A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 263, p. 35-66, maio/ago. 2013. p. 51, 52 e 54).

contrato poderá conter mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro e, no artigo 23, IV, determina que o contrato deverá conter cláusula estipulando os critérios e procedimentos para a revisão das tarifas.

A lei reconhece, portanto, o dever do Poder Concedente de promover o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato na ocorrência de áleas extraordinárias. Ocorre, entretanto, que a teoria das áleas, pelas indefinições que incorpora, não é suficiente para resolver adequadamente as oscilações de um contrato de natureza tão complexa e de tão longa duração como o contrato de concessão⁸⁷.

A álea ordinária, ou empresarial, é o risco regular do negócio, que é atribuído ao concessionário pelo artigo 2º, II, da Lei nº 8.987/95. É um risco que, mesmo que seja imprevisível, se insere na normalidade das relações econômicas. São exemplos usuais as variações normais de mercado, prejuízos decorrentes da ineficiência ou imperícia empresarial, perda de produtividade, alterações do cenário econômico, redução da receita prevista, insolvência da concessionária e elevação dos custos.

As áleas ordinárias não geram o direito do concessionário ao reequilíbrio econômico-financeiro, entretanto, não há uma definição clara do que sejam riscos normais do negócio e, por isso, o que é reconhecido atualmente como regime adequado à alocação de riscos no contrato de concessão é a realização da partilha por intermédio do edital e do contrato.

Esse é, por exemplo, o modelo adotado pela Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, a Lei das Parcerias Público-Privadas (PPPs), cujo artigo 4º, VI, firma, como uma das diretrizes a ser observada na contratação da parceria, a repartição objetiva de riscos entre as partes, diante da compreensão de que a repartição clara de riscos consiste em um elemento-chave para a adequada precificação do projeto pelo parceiro privado⁸⁸.

A partilha de riscos entre contratante e contratado, realizada de forma explícita, é uma tendência que vem se consolidando no direito administrativo, o que se confirma pela recente Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, que indica no artigo 42, parágrafo 1º, I, *d*, que as contratações integradas e semi-integradas de obras e serviços de engenharia realizadas por empresas estatais deverão contemplar uma matriz de riscos, divulgada no instrumento convocatório.

⁸⁷ Vide Fernando Vernalha Guimarães *in* O equilíbrio econômico-financeiro nas concessões e PPPs: formação e metodologias para recomposição. *In Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas*. Egon Bockmann Moreira (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016. p. 91.

⁸⁸ Vide Maurício Portugal Ribeiro e Lucas Navarro Prado. **Comentários à Lei de PPP – Parceria Público-Privada**: fundamentos econômico-jurídicos. São Paulo: Malheiros, 2007. p. 104.

Assim, embora a Lei nº 8.987/95 não obrigue à partilha prévia e expressa de riscos como fazem a Lei das PPPs e a Lei nº 13.303/16, a mesma tampouco veda tal prática nas concessões simples.

A definição clara da matriz e alocação de riscos no instrumento convocatório se apresenta como uma tendência justamente pela constatação, referida anteriormente, quanto à insuficiência da teoria das áleas, dada a sua vagueza, para resolver os problemas surgidos a partir da verificação de eventos posteriores ao contrato, que repercutem econômico-financeiramente na sua execução.

No plano internacional, a identificação dos riscos e sua adequada alocação tem sido vista como um elemento-chave para que um contrato de concessão seja desenvolvido satisfatoriamente. A alocação inadequada de riscos tem sido considerada um fator relevante para a desestabilização do equilíbrio econômico-financeiro de arranjos dessa natureza, tal como apontado por J. Luis Guasch em estudo realizado no âmbito do World Bank Institute⁸⁹.

É necessário que haja uma fórmula clara de solução, que evite controvérsias que levem ao comprometimento ou conturbação da prestação do serviço público, pois, como nota Egon Bockmann Moreira,

Em que pese a necessidade da definição e distribuição dos riscos, isso não pode implicar o caos no serviço – como se fosse possível ao concedente afirmar que a persistência na péssima prestação ou na não implementação de metas devem-se a um risco mal administrado pelo concessionário. A má gestão administrativa e o insucesso nos investimentos do concessionário são uma coisa, outra é permitir que tais desvios comprometam a prestação do serviço ou causem danos aos usuários⁹⁰.

A teoria da partilha objetiva de riscos surge a partir da ideia de que atribuir a totalidade de riscos, e quiçá incertezas, aos concessionários, não desonera o poder público, antes, degrada a própria prestação do serviço, na medida em que o concessionário necessita do influxo de recursos planejado em suas projeções para prestar adequadamente o objeto do contrato.

A degradação do serviço como decorrência do desequilíbrio econômico-financeiro do contrato em desfavor do concessionário, em última análise reverte-se contra o próprio Poder

⁸⁹ Vide J. Luis Guasch (op. cit. p. 121).

⁹⁰ Ibidem, p. 48.

Concedente, efetivo titular do serviço e responsável último perante o usuário⁹¹, uma vez que, como nota Paulo Modesto⁹², o Estado não pode agir como um terceiro indiferente diante da inadequação da prestação do serviço, pois cabe a ele responder pela regularidade da prestação e pela atuação adequada de seus delegados.

A ideia de partilha tem fundamento, outrossim, no fato percebido por Marçal Justen Filho, de que o risco alocado ao concessionário será por ele precificado⁹³, em suas palavras

A exteriorização mais direta do risco do concessionário relaciona-se com a tarifa. O risco é “precificado” não apenas na acepção de comportar uma avaliação financeira, mas também no sentido de integrar-se no valor da tarifa. Isso significa que, quanto maior o risco do concessionário, tanto mais elevada será a tarifa. A incerteza sobre os custos necessários à efetiva obtenção dos benefícios pretendidos pelo empresário transfere para o preço as incertezas e inseguranças que entranham sua atividade. Tal evidencia que a ampliação do risco do concessionário é incompatível com a realização do objetivo da tarifa módica. Se uma das finalidades essenciais da delegação é assegurar a prestação do serviço público mediante tarifas módicas, uma decorrência inafastável é a ponderação do risco a ser atribuído ao concessionário⁹⁴.

Desse modo, atribuir-se uma medida desmedida de riscos ao concessionário, caso não o afaste do empreendimento, irá implicar a majoração do preço do serviço, com vistas à sua compensação pelo risco excessivo, o que vai em direção oposta ao princípio da modicidade tarifária que cabe ao Poder Concedente e ao regulador resguardarem.

Poderá, outrossim, diante do excesso de variáveis e incertezas, implicar a elaboração de uma proposta equivocada pelo concessionário, o que também redundará em prejuízo para a prestação do serviço e para a gestão do serviço delegado pelo Poder Concedente

A partilha objetiva de riscos, então, opera em favor da modicidade de tarifas e da adequação dos serviços, na proporção em que reduz as incertezas e controla a adequada precificação das tarifas pelo concessionário.

Sob a ótica do empreendedor, é fundamental que sejam conhecidos os riscos que lhe serão atribuídos, a fim de calcular o valor correspondente ao seu impacto para inserir o

⁹¹ Nesse sentido, Egon Bockmann Moreira, in **Riscos, incertezas e concessões de serviço público**, p. 48, *in verbis*: “A concessão não implica a instalação de esferas autônomas e excludentes entre ente público e a pessoa privada prestadora, inclusive no que diz respeito às consequências da gestão dos riscos do empreendimento. Ao contrário: o serviço será sempre público e assim deve ser fornecido ao usuário”.

⁹² In Reforma do Estado, formas de prestação de serviços ao público e parcerias público-privadas: demarcando as fronteiras dos conceitos de “serviço público”, “serviços de relevância pública” e “serviços de exploração econômica” para as parcerias público-privadas. In Carlos Ari Sundfeld (Org). **Parcerias público-privadas**. 2. ed. São Paulo: Malheiros, 2011. p. 485.

⁹³ As Diversas configurações da concessão de serviço público. **Revista de Direito Público da Economia**. RDPE. Ano 1, n. 1, jan-mar/2003. p. 114.

⁹⁴ **Teoria Geral das Concessões de Serviço Público**. p. 77-78.

montante respectivo em sua proposta. Os riscos devem ser conhecidos e aferidos⁹⁵, sendo que a necessidade de sua estimativa impõe-se na medida em que, embora não seja possível atribuir sua quantificação com precisão, deve o resultado de seu cálculo compor os custos do concessionário, sendo incluído no valor do preço proposto no lance ofertado na licitação para outorga.

Entretanto, se por um lado não é desejável que a totalidade dos riscos recaia sobre o concessionário, que carece de estímulos econômicos e regulatórios para realizar o investimento de interesse público, por outro, tampouco faz sentido que sejam suportados integralmente pelo Poder Concedente, uma vez que o interesse de transferir o serviço para o particular é justamente não suportar os ônus financeiros e econômicos com a sua prestação.

Nesse contexto, a teoria da partilha objetiva de riscos exsurge como uma melhor e mais clara resolução para a questão da alocação de riscos, capaz de trazer maior estabilidade que a vetusta teoria das áleas, que se demonstra insuficiente para resolver os problemas intrincados de um contrato de alta complexidade e tão longa duração como o contrato de concessão⁹⁶.

Como visto, a partilha objetiva de riscos na concessão simples, regida pela Lei n° 8.987/95, deverá ser materializada no instrumento convocatório da licitação para a outorga, donde é possível concluir que a análise quanto aos riscos a serem alocados a cada uma das partes deverá ser realizada na fase de planejamento da concessão, restando saber como se dará a elaboração dessa matriz.

O planejamento de uma outorga de concessão envolve diversos estudos a serem realizados pelo Poder Concedente, envolvendo a análise do serviço público a ser prestado e a solução técnica mais adequada para sua prestação. A outorga deve ser precedida, inclusive, de avaliação quanto à via mais apropriada de prestação, se diretamente pelo Estado ou por delegação a terceiro, tal qual previsto no artigo 5° da Lei n° 8.987/95.

Assim, como consta dos artigos 18, IV, e 21 da Lei n° 8.987/95, realizada a opção fundamentada pela delegação a terceiro, deverão ser realizados estudos e orçamentos relativos à prestação do serviço e quanto aos custos envolvidos na construção do empreendimento, nas hipóteses em que haja necessidade de realização prévia de obra pública⁹⁷.

⁹⁵ Egon Bockmann Moreira, op. cit. p. 41.

⁹⁶ Vide Tatiana Esteves Natal, op. cit. p. 236-240.

⁹⁷ Sobre esse tema, ver Marcos Augusto Perez, op. cit. p. 138-141.

A partilha de riscos funda-se em todos esses estudos, sendo um resultado dos mesmos. Somente de posse das características técnicas, dos custos envolvidos e de tudo o que envolve a prestação do serviço, é que poderá ser desenhada e alocada uma matriz de risco.

É nesse momento que, pautada pelos princípios da eficiência, da modicidade tarifária e da adequada prestação do serviço público e levando em conta a capacidade de cada parte para o gerenciamento dos riscos, deve a Administração concluir quanto aos riscos a serem atribuídos a cada uma das partes, alocando cada um deles àquele que tenha maior capacidade de se prevenir de sua ocorrência a custos mais baixos ou de melhor controlar os prejuízos na hipótese de sua materialização⁹⁸.

Essa distribuição deve ser feita de forma clara e detalhada, para que não haja dúvida acerca da extensão do risco atribuído e quanto a quem foi atribuído, reduzindo, assim, a insegurança jurídica decorrente de discussões entre as partes na hipótese de sua ocorrência, pois quanto maior o detalhamento da matriz de riscos, menor será a possibilidade de divergências a respeito da mesma⁹⁹.

Feita essa distribuição, o concessionário, que aderiu aos termos do certame e do contrato, se obriga aos seus termos. A gestão do contrato pelo Poder Concedente e pela Agência Reguladora, no caso deste estudo a ANEEL, exige o cumprimento do contrato nos termos da partilha realizada, a qual terá efeito determinante na conclusão acerca de eventual arguição do concessionário quanto à incidência de fatos que alegadamente gerem seu direito à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Portanto, embora o risco e sua avaliação não pertençam ao mundo do Direito¹⁰⁰, as consequências de sua ponderação prévia e da verificação dos cenários que conduziram à sua partilha entre contratante e contratado pertencem ao universo jurídico, principalmente em razão dos seus reflexos para a aplicação do princípio da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

É inequívoco que essa partilha objetiva, claramente delimitada no ato convocatório da licitação e no contrato, irá gerar efeitos para as partes, uma vez que, para aqueles fatores que estejam expressamente previstos no contrato de concessão como sendo riscos atribuídos ao

⁹⁸ GUIMARÃES, Fernando Vernalha. O equilíbrio econômico-financeiro nas concessões e PPPs: formação e metodologias para recomposição. In **Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas**. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016. p. 97. Vide Também J. Luis Guasch (op. cit. 121).

⁹⁹ GUIMARÃES, Fernando Vernalha. Op. cit. p. 97.

¹⁰⁰ Egon Bockmann Moreira. Riscos, incertezas e concessões de serviço público. **Revista de Direito Público da Economia – RDPE**, Belo Horizonte, ano 5, n. 20, p. 35-50, out/dez 2007, p. 39.

concessionário, numa primeira vista não caberá ao concessionário pleitear revisão contratual na hipótese de sua ocorrência¹⁰¹.

Cumpre, portanto, analisar, à luz dos contratos de concessão, quais sejam os riscos atribuídos às transmissoras.

2.3 Riscos do empreendedor nos contratos de concessão de serviços de transmissão

Primeiramente, é importante esclarecer que nos instrumentos firmados antes do Contrato de Concessão de Transmissão nº 05/2016 (Contrato nº 05/2016) não havia uma matriz de riscos clara, através de cláusula específica introduzida com essa finalidade, realizando-se a alocação dos riscos da transmissora através das obrigações a ela atribuídas. Já a partir do contrato citado, há estipulação clara definindo os riscos que cabem à transmissora, havendo delimitação mais precisa.

Nos contratos celebrados desde então são elencadas as seguintes hipóteses como riscos ordinários do negócio¹⁰² e, portanto, cujo ônus corre exclusivamente à conta do empreendedor, a saber:

- a) identificação do objeto contratado através da documentação disponibilizada no Edital e a confecção dos projetos básico e executivo;
- b) gestão econômico-financeira do negócio, inclusive a captação de recursos através de financiamentos e a contratação de bens e serviços para a implantação das obras e/ou exploração do serviço, sendo ônus da transmissora as greves realizadas por empregados contratados pela transmissora ou pelas subcontratadas e prestadoras de serviços à transmissora;
- c) cumprimento do cronograma de implantação do empreendimento;

¹⁰¹ Vide Floriano de Azevedo Marques Neto. Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, n. 227, p. 105-109, jan/mar 2002, p. 108.

¹⁰² O elenco não é uma mera transcrição da cláusula contratual. Alguns riscos foram agregados por categoria, foi feita a inclusão do texto das referências cruzadas contidas no texto original e foram adicionados esclarecimentos extraídos do próprio contrato, em outras cláusulas.

- d) gestão da obra, incluindo a construção, geologia e arqueologia, ressalvada a possibilidade de alteração do contrato em caso de achados geológicos e arqueológicos;
- e) prejuízos decorrentes de falha na segurança no local de realização das obras;
- f) liberação fundiária e o desimpedimento das faixas de servidão e terrenos, ressalvada a possibilidade de revisão dos cronogramas de construção na hipótese de atrasos causados por fatos não imputáveis à transmissora, decorrentes de embargos administrativos ou judiciais às obras, relativos ao uso das áreas necessárias à implantação das instalações de transmissão, comprovados perante a ANEEL;
- g) licenciamento ambiental, **limitado ao prazo legal do órgão licenciador**, sendo o prazo mínimo aquele definido para o órgão ambiental federal;
- h) operação e manutenção das instalações, observados os Procedimentos de Rede do ONS e a aplicação de parcela variável da RAP por indisponibilidade das funções de transmissão;
- i) compartilhamento de infraestruturas;
- j) atividades extras ao serviço de transmissão;
- k) negociação e tratativas para transferência de ativos a terceiros, em caso de seccionamentos de linhas existentes e/ou a prestação de serviços a serem transferidos; e
- l) implantação de reforços e melhorias, mediante receita autorizada pela ANEEL.**

Essas são as disposições que constam de cláusula específica dos contratos de concessão assinados atualmente.

Cumprido destacar, com relação à partilha de riscos nos contratos de concessão de serviços de transmissão, que, embora a estrutura de alocação que vem sendo adotada não tenha mudado significativamente desde os leilões iniciais, há uma alteração específica que deve ser destacada: que a partir do Contrato nº 05/2016 existe a disposição contratual expressa, apontada acima, limitando o risco do licenciamento ambiental ao prazo legal do órgão ambiental, enquanto os instrumentos anteriores limitavam-se a atribuir à transmissora a obrigação pela obtenção das licenças, apenas ressalvando que demoras não decorrentes de culpa da concessionária poderiam dar causa ao ajuste do cronograma das obras.

A forma como essa questão era tratada nos contratos anteriores tem consequências para o tratamento que vem sendo dado pela ANEEL aos pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro que vêm sendo apresentados pelas transmissoras, como será visto no estudo de casos apresentado no capítulo 3.

Ainda com relação à alocação de riscos, cabe fazer referência ao risco regulatório, que, embora em cláusula distinta daquela que trata especificamente dos riscos da transmissora, é expressamente previsto nos contratos, que estipulam que aplicam-se ao contrato as normas legais relativas ao serviço público de transmissão vigentes e as que vierem a ser editadas pelo Poder Concedente e pela ANEEL.

O risco regulatório, não tendo sido destacado em cláusula específica como um risco ordinário de negócio atribuível ao empreendedor, não deve ser automaticamente percebido como tal. Na prática, entretanto, modificações na regulação, muitas vezes mais gravosas para as transmissoras, vêm sendo aplicadas imediatamente.

Ademais, muitas vezes as mudanças introduzidas através de leis têm forte conteúdo político, tendendo ao benefício da cadeia de usuários em detrimento das transmissoras.

É necessário pontuar a existência desse risco face ao caso das mudanças legislativas no caso da prorrogação das concessões de transmissão ocorridas com fundamento na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que será estudado no subcapítulo 3.3, com o objetivo de se analisar, à luz desse caso concreto, a repercussão da instabilidade político-regulatória para as transmissoras.

3 A PRESERVAÇÃO DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO: ESTUDO DE CASOS

Como visto, o artigo 9º, § 2º, da Lei nº 8.987/95, estabelece que os contratos deverão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro e o artigo 15, IV, da Lei nº 9.427/96, igualmente reconhece a possibilidade de revisão de tarifa dos contratos de concessão.

Existe, portanto, um direito que assegura, tanto ao concessionário como ao Poder Concedente, a preservação da equação econômico-financeira originalmente estabelecida, porém, como também já estudado, esse direito deverá ser manejado em consonância com os critérios de alocação de risco e as estipulações específicas sobre esse tema contidas no edital da licitação para a outorga da concessão e no próprio contrato.

A solução para cada cenário de instabilidade econômico-financeira do contrato de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica deve ser encontrada à luz da análise pormenorizada da matriz de riscos e demais condições estipuladas nos contratos.

Sendo específico o tratamento de cada quadro, sugerimos o estudo de 3 (três) casos relevantes para o segmento de transmissão e de seus respectivos impactos, a fim de buscar identificar possíveis soluções para as repercussões observadas: (1) o risco ambiental, (2) o risco de alterações unilaterais ao contrato, no caso de reforços e melhorias e (3) o risco regulatório, relacionado ao advento da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (MP 579).

A escolha do risco ambiental se justifica pelo fato de que, pesquisadas as decisões proferidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos últimos 10 (dez) anos a respeito de pleitos administrativos de revisão do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão, foram localizados 8 (oito) processos com decisões proferidas e todos os casos tinham como fundamento a demora na obtenção das licenças ambientais¹⁰³.

É relevante, outrossim, analisar a questão atinente às ineficiências do licenciamento ambiental de empreendimentos de transmissão e suas implicações para o desequilíbrio

¹⁰³ Pesquisados os despachos emitidos no período, contendo as expressões “equilíbrio”, “reequilíbrio”, “econômico” e/ou “financeiro”. O objeto de pesquisa foram os despachos porque, conforme artigo 25 do Regimento Interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, os atos da ANEEL com decisões finais ou interlocutórias em processos de instrução da Agência são expressos sob a forma de despachos.

econômico financeiro dos respectivos contratos de concessão, na medida em que atrasos de obras de novos empreendimentos de transmissão associados a conturbações na obtenção do licenciamento ambiental constituem um quadro sistêmico, sendo uma causa relevante para esse cenário o aumento das exigências dos órgãos ambientais, tais como as requisições de múltiplas complementações dos estudos de impacto ambiental e de diversas alterações nos projetos, o que tem provocado, além dos progressivos atrasos¹⁰⁴, significativos aumentos de custos reportados pelos agentes.

O citado quadro de atrasos de obras de transmissão é tão expressivo que, conforme o Relatório de Auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU), TC 029.387/2013-2, de 163 linhas de transmissão analisadas pelo TCU em 2014, apenas 13% entraram em operação no prazo e 4% antes do prazo, ou seja, 83% dos empreendimentos sofreram atrasos, enquanto de 64 subestações verificadas, apenas 25% atenderam às datas de entrada em operação comercial, 12% tiveram seus cronogramas adiantados e 63% atrasaram.

Esse cenário é igualmente documentado no Relatório ANEEL de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica, de setembro de 2016¹⁰⁵, do qual constou que a implementação de 62,93% dos empreendimentos de transmissão encontrava-se em desacordo com o cronograma, havendo atraso médio de 580 dias, sendo que consta do mesmo relatório que 62,5% dos empreendimentos que demandaram licenciamento ambiental tiveram atraso nessa etapa.

Segundo a versão mais atual desse relatório da ANEEL, referente a abril/junho de 2017, a implementação de 54,64% dos empreendimentos de transmissão está descumprindo os cronogramas pactuados, tendo havido aumento no atraso médio para 632 dias. Consta também que o licenciamento ambiental é a causa de atraso de 40,63% dos empreendimentos, ao tempo em que esse relatório reconhece que a “compra de materiais, a confecção de projetos e assinatura de contratos são atividades paralelas ao licenciamento ambiental”¹⁰⁶.

A ANEEL admite, portanto, que o atraso na obtenção da licença ambiental pode dar causa ao atraso de outras atividades, ou seja, que a demora decorrente de entraves no

¹⁰⁴ O White Paper nº 15 do Instituto Acende Brasil faz referência ao licenciamento ambiental como causa para atrasos nas obras de transmissão (op. cit. p 5).

¹⁰⁵ Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%C3%B3rio+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmiss%C3%A3o/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc-abeaa023402c>>.
Acessado em: 07.11.2017.

¹⁰⁶ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/fiscalizacao-publicacoes/-/asset_publisher/y6UE2RkBw0Iz/document/id/14468222?inheritRedirect=false>. P. 11. Acessado em: 15.08.2017.

licenciamento é capaz de gerar delongas na compra de materiais, contratação de serviços e na própria execução da obra.

Ocorre que os atrasos e aumentos de custos decorrentes de obstruções na obtenção de licenças não têm sido admitidos pela ANEEL como causa para o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, o que vem levando as transmissoras a recorrerem ao judiciário, buscando o reconhecimento de seus pleitos¹⁰⁷.

Por todas essas razões, é pertinente fazer a análise desse risco específico.

Quanto ao risco atinente a alterações unilaterais ao contrato, no caso de reforços e melhorias, o mesmo se mostra igualmente relevante, na medida em que, tal como consta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023¹⁰⁸, grande parte da expansão da capacidade de transmissão depende de obras de reforços em instalações existentes, realizadas por força de alterações unilaterais no contrato promovidas pelo Poder Concedente, por intermédio de resoluções autorizativas da ANEEL.

É possível verificar o volume de reforços autorizados pelo número de resoluções autorizativas emitidas pela ANEEL com essa finalidade, que foram 91 somente em 2016. Ocorre que dessas resoluções autorizativas, 19 foram alterações de outras anteriormente emitidas, decorrentes de recursos de transmissoras discutindo aspectos técnicos relativos às obras, sendo que, em 9 desses 19 casos de alterações, a discussão centrou-se nos valores de RAP autorizada, em razão de inadequação do banco de preços utilizado pela ANEEL.

Esses reforços têm uma Receita Anual Permitida (RAP) associada, que consiste na receita relativa ao acréscimo de investimento realizado pela concessionária e ao serviço correspondente a esse acréscimo, que será prestado no prazo remanescente da concessão.

Ocorre que as transmissoras têm apontado a insuficiência dessas receitas em decorrência da inadequação do banco de preços utilizado pela ANEEL para fixá-las, havendo inclusive a existência de demanda judicial a respeito desse tema¹⁰⁹, o que conduz à necessidade de analisar se tais receitas são insuficientes e geram desequilíbrio econômico-financeiro do contrato e, caso positivo, qual a solução possível.

Por fim, impende analisar um evento de risco regulatório: o caso das indenizações dos ativos de transmissão afetos às concessões prorrogadas por intermédio da MP 579. A análise

¹⁰⁷ Conforme pesquisa feita no sítio do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, das 7 transmissoras que tiveram pleitos denegados pela ANEEL, 5 já submeteram seus pleitos a juízo.

¹⁰⁸ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 06.11.2017.

¹⁰⁹ Processo nº 25083-13.2015.4.01.3400, promovido pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) em face da ANEEL.

se faz necessária tendo em vista o volume de investimentos afetados, o debate público gerado acerca da questão, a judicialização do tema e o desequilíbrio econômico-financeiro provocado.

Assim, cada um dos riscos elencados será pormenorizadamente analisado a seguir.

3.1 O risco ambiental como causa de desequilíbrio econômico-financeiro

O risco de verificação mais frequente no momento da construção dos empreendimentos de transmissão e o que suscita maiores controvérsias entre empreendedores e a ANEEL é aquele relativo ao licenciamento ambiental.

Os contratos de concessão estipulam que cabe à transmissora adotar todas as providências necessárias pelos licenciamentos junto ao órgão responsável, por sua conta e risco e cumprindo todas as suas exigências.

É importante ter em mente que, ao contrário dos empreendimentos de geração, os empreendimentos de transmissão são licitados sem a licença prévia emitida pelo órgão ambiental, estabelecendo o edital que será da transmissora a obrigação de obtê-la, cumprindo todas as exigências do órgão ambiental. Todavia, tal estipulação contraria o artigo 4º, VI, da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que estabelece que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) obterá licença prévia dos empreendimentos de transmissão a serem licitados. A ausência de licença prévia nas licitações de empreendimentos de transmissão é, inclusive, apontada por especialistas como um fator que implica o aumento no tempo para entrada em operação comercial dos empreendimentos¹¹⁰.

Embora o impacto ambiental de empreendimentos de geração seja usualmente considerado maior que o de empreendimentos de transmissão, a inexistência de licença prévia

¹¹⁰ Instituto Acende Brasil (2012). Leilões no setor elétrico brasileiro: análises e recomendações. **White Paper**, São Paulo, n. 7, 52 p. P. 44.

no momento da licitação para a outorga do serviço torna o risco ambiental nos contratos de transmissão significativamente maior¹¹¹.

Quanto à delimitação desse risco, como mencionado no subcapítulo 2.3, a partir do Contrato de Concessão de Transmissão nº 05/2016 (Contrato nº 05/2016), existe cláusula expressa de partilha de riscos, na qual se limita o risco do empreendedor quanto à obtenção das licenças ambientais ao prazo legal do órgão licenciador¹¹² e se estabelece que, caso o atraso exceda esse prazo, o ônus será compartilhado entre o usuário e a transmissora, devendo sua compensação ao transmissor ocorrer na forma de recomposição de prazo contratual, na proporção do atraso ocorrido.

Há limpidez, nesses contratos mais recentes, quanto à extensão do risco alocado, havendo a delimitação clara dos limites da atribuição à transmissora.

Nos instrumentos anteriores, entretanto, estipulava-se somente que a transmissora deve observar a legislação ambiental e que cabe a ela adotar todas as providências necessárias junto ao órgão responsável pelos licenciamentos, por sua conta e risco, e cumprindo todas as suas exigências¹¹³, ao tempo em que se estabelece que o descumprimento de marcos

¹¹¹ “A LP é oficialmente o documento que, no contexto do processo de licenciamento ambiental, atesta a viabilidade ambiental do empreendimento e estabelece os requisitos básicos e condicionantes gerais a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação. Assim, se a definição oficial de tais requisitos e condicionantes básicos ocorrer anteriormente aos leilões, pode a determinação das responsabilidades por atrasos referentes ao processo de licenciamento ser facilitada, reduzindo oportunidades para erros de julgamento que prejudiquem as transmissoras ou que se originem de uma exploração consciente de assimetrias de informação.” (Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), do **XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Avaliação sob a ótica da transmissora de abordagens alternativas para mitigação ou realocação de riscos de atrasos da transmissora devido a questões ambientais. Rafael Ferreira, Luiz Augusto Barroso, Martha Carvalho, José Rosenblatt e Tarcísio Castro. Foz do Iguaçu, out/2015).

¹¹² Assim dispõe a cláusula em questão:

CLÁUSULA DÉCIMA-SEXTA – RISCOS DO NEGÓCIO

(...) Primeira Subcláusula – São riscos de responsabilidade exclusiva da TRANSMISSORA:

(...) m – o licenciamento ambiental, **limitado ao prazo legal do órgão licenciador**, sendo o prazo mínimo aquele definido para o órgão ambiental federal, conforme disposto na Subcláusula Segunda desta Cláusula.

(...)

Segunda Subcláusula – Considera-se risco de responsabilidade compartilhada entre a Concessionária e os

Usuários o atraso, não imputável à transmissora, no licenciamento ambiental superior ao prazo total estabelecido na legislação para o órgão onde tramitou o processo de licenciamento, incluindo todas as etapas do licenciamento, exceto quando este prazo foi inferior ao prazo legal do órgão ambiental federal. Nesta hipótese, o prazo considerado será aquele definido para o órgão ambiental federal.

Terceira Subcláusula – Demonstrada a situação de Responsabilidade Compartilhada referida na Segunda Subcláusula, a compensação de que trata o *caput* desta Cláusula dar-se-á na forma de devolução do tempo de atraso. O tempo de atraso no licenciamento ambiental, conforme definido na Subcláusula anterior, será devolvido à Concessionária, deslocando-se o termo final do contrato para momento futuro, na medida correspondente ao tempo de atraso. (grifamos).

¹¹³ Assim dispõe a cláusula constante dos contratos de concessão:

A transmissora deverá construir, operar e manter as **INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO**, observadas a legislação e os requisitos ambientais aplicáveis, adotando todas as providências necessárias junto ao órgão responsável pelos licenciamentos, por sua conta e risco, e cumprindo todas as suas exigências.

intermediários do cronograma de construção, motivado por ocorrências no processo de licenciamento ambiental não imputáveis à transmissora, desde que justificado e aceito pela ANEEL, poderia ocasionar a revisão dos prazos dos cronogramas de construção, propostos pela transmissora¹¹⁴.

É importante notar que esses contratos anteriores estão vigentes e muitas das obras neles previstas ainda estão em fase de implantação e com atrasos significativos, reportados em acompanhamento feito pela ANEEL, registrado no relatório Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica, de setembro de 2016 e de abril/junho de 2017.

Presume-se que a alteração no delineamento do risco ambiental nesses contratos mais recentes tenha decorrido do reconhecimento da ANEEL quanto à necessidade de revisão do modelo de editais de licitação para outorga e dos respectivos contratos de concessão em razão de dois fatores essenciais:

Primeiramente, pela constatação de que as dificuldades enfrentadas para a obtenção de licenças ambientais tornavam os prazos de conclusão do empreendimento delongados e por vezes imprevisíveis, aumentando significativamente o risco das transmissoras e os riscos para o próprio planejamento do sistema, na medida em que atrasos na entrada em operação comercial das funções de transmissão prejudicavam o planejamento do escoamento da energia produzida em locais cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores.

Essa verificação foi objeto de estudo apresentado ao XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE¹¹⁵, que reporta o aumento em frequência e severidade dos atrasos na instalação de empreendimentos de transmissão e aponta que nem sempre é possível a imediata verificação da ausência de culpa dos empreendedores pelos atrasos, o que provocava o agravamento dos riscos do empreendedor.

Pode-se presumir que uma segunda causa para a citada mudança dos contratos e editais seria a percepção de que todos os casos que atualmente encontram-se em atraso, em razão de dificuldades com a obtenção de licenças ambientais, gerariam requerimentos de

¹¹⁴ CLÁUSULA QUINTA – PRERROGATIVAS DA TRANSMISSORA

(...)

Quinta Subcláusula – O descumprimento dos marcos intermediários do cronograma de construção motivado por fatos relacionados ao processo de licenciamento ambiental não imputáveis à TRANSMISSORA, comprovados perante a ANEEL, poderá ocasionar a revisão dos prazos dos cronogramas de construção propostos pela TRANSMISSORA.

¹¹⁵ Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL). **Avaliação sob a ótica da transmissora de abordagens alternativas para mitigação ou realocação de riscos de atrasos da transmissora devido a questões ambientais.** Rafael Ferreira, Luiz Augusto Barroso, Martha Carvalho, José Rosenblatt e Tarcísio Castro. Foz do Iguaçu, out/2015.

reequilíbrio econômico-financeiro, sem que estivesse pactuada no contrato a forma de solução de tais pleitos.

Esses elementos conduziram à modificação das disposições contratuais para (1) ampliar os prazos de construção dos empreendimentos, (2) esclarecer a limitação do risco da transmissora ao prazo legal do órgão ambiental e (3) fixar a forma de compensação da transmissora, consistente na ampliação do prazo da concessão em prazo idêntico ao do atraso ocorrido sem culpa da transmissora.

Houve, portanto, o reconhecimento de que o modelo que estava sendo adotado era insustentável, tanto pela imposição de ônus excessivo para as transmissoras, como em razão dos prejuízos que estavam sendo causados para a própria operação do sistema.

Ocorre que essa modificação somente produzirá efeitos nesses contratos, ao passo que há atualmente atrasos em obras associadas a contratos de concessão de serviços de transmissão anteriores ao Contrato nº 05/2016, que, portanto, não têm o risco ambiental suficientemente delineada. Há também casos judicializados que discutem a questão ambiental no âmbito de tais instrumentos, o que implica a necessidade de analisar a forma como a ANEEL vem entendendo a questão do reequilíbrio econômico-financeiro em decorrência de eventos relacionados ao licenciamento ambiental nesses casos.

3.1.1 Pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro: a visão da ANEEL

Como ponto de partida para a análise da questão do reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos anteriores ao Contrato nº 05/2016, em decorrência da materialização do risco associado ao licenciamento ambiental, cumpre verificar o entendimento que a ANEEL vem adotando quanto ao tema.

Para tanto, foram pesquisadas as decisões proferidas pela ANEEL nos últimos 10 (dez) anos a respeito de pleitos administrativos de revisão do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão de serviços de transmissão, tendo sido localizados 8 (oito) processos com decisões proferidas, os quais passamos a descrever resumidamente:

- Despacho nº 4.577, de 25.11.2013 (Proc. nº 48500.002817/2012-50)

Trata-se de pedido de reconsideração em pleito de reequilíbrio econômico-financeiro apresentado pela ATE V-Londrina Transmissora de Energia S.A., por alegação de que a demora na obtenção da licença ambiental implicou em atraso na entrada em operação

comercial da transmissora e, conseqüentemente, em desequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Por intermédio do Despacho nº 3.651, de 29.10.2013, a ANEEL negou o pedido originalmente realizado, arguindo, em apertada síntese, que a transmissora aceitou a condição estabelecida no edital e no contrato no sentido de caber a ela a obtenção da licença e que, portanto, o risco ambiental constitui uma álea ordinária, incapaz de fundamentar o pedido realizado.

Posicionou-se, ainda, no sentido de que o reconhecimento de causa excludente de responsabilidade para fins do afastamento de penalidades e alteração do cronograma de implementação do empreendimento (o que ocorreu no caso concreto) não representa fundamento para o deferimento de pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

O despacho em epígrafe, portanto, refere-se ao pedido de reconsideração feito à ANEEL, o qual abrangeu uma solicitação alternativa ao reequacionamento da RAP, consistente na extensão do contrato por período idêntico ao reconhecido pela ANEEL como não sendo atribuível à transmissora no processo de aplicação de penalidade, tendo sido negados os pedidos.

Importa realçar, entretanto, que a ANEEL reconheceu no texto do voto do relator: (1) que os estudos que subsidiam o edital de licitação podem não refletir a realidade do mercado; (2) que o prazo de execução das obras previsto no edital era insuficiente, (3) que o processo de licenciamento de linhas de transmissão tem se tornado cada vez mais complexo e demandado crescentes exigências.

- Despacho nº 4.582, de 25.11.2014 (Proc. nº 48500.006908/2013-45)

O despacho em questão refere-se à solicitação de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de serviços de transmissão de energia elétrica, apresentado pela Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE). O contrato previa a entrada em operação comercial do empreendimento em 21 (vinte e um) meses a contar da data de assinatura do instrumento. Ocorre que houve atraso de 12 (doze) meses decorrentes, segundo a transmissora, de atraso de 9 (nove) meses para a emissão da licença prévia e de 3 (três) meses para a expedição da licença de instalação, atribuídos à alegada inércia do órgão ambiental.

A ANEEL reconheceu que 208 (duzentos e oito) dias de atraso não eram imputáveis à transmissora, não cabendo aplicação de penalidade quanto a essa demora. Argumentou, entretanto,

que o eventual reconhecimento das justificativas no processo punitivo, resultante da aplicação de multa por atraso na entrada em operação de linha de transmissão, não implica reconhecer o rebatimento direto no processo comercial/contratual.

Merece destaque o fato de que o voto do relator do processo reconheceu que (i) o licenciamento ambiental tem sido um obstáculo à implantação das linhas de transmissão, (ii) que os empreendimentos vinham sendo licitados com prazos “apertados” e (iii) que os estudos ambientais e de engenharia constantes do edital em muitas situações (como aparentemente o caso concreto) podem não refletir a realidade do mercado. Apesar dessas falhas estruturantes do próprio leilão (que, conforme o artigo 4º, VI, da Lei nº 10.847/04, já deveria ser realizado com a licença previamente obtida pela EPE), a ANEEL entendeu improcedente o pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

- Despacho nº 3.293, de 22 de setembro de 2015 (Proc. nº 48500.002367/2013-86)

Trata-se de pedido de reconsideração oposto face ao indeferimento, por meio do Despacho nº 4.829, de 16 de dezembro de 2014, do pedido de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão apresentado pela Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A. (LXTE), com fundamento em demora para a obtenção da licença ambiental. O pedido da transmissora foi negado pela ANEEL pelos mesmos fundamentos adotados nos casos citados anteriormente. Embora a transmissora tenha desistido do pedido de reconsideração, no voto que subsidia o despacho em epígrafe, a ANEEL reafirma sua posição.

- Despacho nº 3.294, de 22 de setembro de 2015 (Proc. nº 48500.002370/2013-08)

Trata de pedido de reconsideração apresentado pela Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A. (LMTE), em face do Despacho 4.830, de 16 de dezembro de 2014, que negou seu pedido de reequilíbrio econômico-financeiro por alegada demora do órgão ambiental na concessão das licenças. Nesse caso, apesar da transmissora ter desistido do pedido de reconsideração, a ANEEL concluiu, segundo informações prestadas pelo Ibama Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que o prazo total de concessão das licenças não excedeu os prazos previstos na Resolução CONAMA 237/1997, e, portanto, não estaria presente a excludente apontada.

- Despacho nº 1.857, de 12 de julho de 2016 (Proc. nº 48500.005119/2015-59)

Trata-se de pedido da Transenergia São Paulo S.A. de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão em virtude de ter havido atraso na entrada em operação comercial do empreendimento, dos quais a ANEEL, no processo de aplicação de penalidade por atraso, reconheceu que 253 (duzentos e cinquenta e três) dias, decorrentes de demora na emissão da Declaração de Uso do Solo e de demora na obtenção de autorização provisória de

instalação emitida pela Secretaria de Obras e Meio Ambiente, não foram de responsabilidade da transmissora.

Neste caso, a ANEEL reafirmou seu entendimento de que o reconhecimento de justificativas no processo punitivo, instaurado para a aplicação de penalidades pelo atraso, não implica reconhecimento da pertinência do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e negou o pedido da transmissora.

Entendeu que a demora na obtenção de licença ambiental e de regularização fundiária são riscos ordinários do negócio, pelos quais responde a concessionária, não cabendo o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato em decorrência dos fatos alegados.

- Despacho nº 725, de 14 de março de 2017 (Proc. nº 48500.003033/2016-72)¹¹⁶

Esse despacho consiste em desfecho de questão que vinha sendo analisada pela ANEEL desde 2009. Naquele ano, a Jauru Transmissora S/A requereu o reequilíbrio econômico-financeiro de seu contrato de concessão em decorrência de demora na obtenção de licença ambiental. Por intermédio do Despacho nº 569, de 09 de março de 2009, o pedido foi negado, pelo fundamento de que o risco ambiental consiste em risco ordinário do negócio, imputável exclusivamente à concessionária. Apresentado pedido de reconsideração, foi emitido o Despacho nº 2.396, de 17 de agosto de 2010, acolhendo o pleito sob o fundamento de que o caso específico consistia em atraso para a obtenção da licença ambiental decorrente de aspectos políticos atinentes ao Governo do Estado de Rondônia e ao Governo Federal que extrapolavam a órbita de responsabilidade da transmissora e que, portanto, dariam causa ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, o que foi feito¹¹⁷.

No voto relativo a esse último despacho citado, o Diretor-Relator reconheceu que a liberação de licenças ambientais no setor elétrico tem sido uma tarefa complexa e demorada e que a concessionária não deve ser submetida aos excessivos atrasos do poder público.

O despacho reconheceu que 19 (dezenove) meses de atraso na obtenção do licenciamento não poderiam ser atribuídos à transmissora e determinou o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

O Despacho nº 725, de 14 de março de 2017, afinal, diz respeito a novo pedido da Jauru Transmissora S.A., arguindo que o reequilíbrio deferido pautou-se sobre parâmetros

¹¹⁶ Fazemos referência somente a esse último despacho da Jauru Transmissora de Energia S/A, mas o mesmo fato gerou dois despachos anteriores, o Despacho nº 3.862, de 14 de dezembro de 2010, e o Despacho nº 185, de 25 de janeiro de 2011.

¹¹⁷ Em seguida, o Despacho nº 3.862, de 14 de dezembro de 2010, apenas fixou a RAP decorrente do reequilíbrio, no que foi corrigido pelo Despacho nº 185, de 25 de janeiro de 2011, apenas em decorrência de erro material.

equivocados quanto ao novo prazo de entrada em operação comercial do empreendimento, tendo sido indeferido, tendo a ANEEL entendido que nem todo atraso incorrido para a realização do empreendimento deveria ser considerado como álea extraordinária, mas apenas aquele reconhecido no Despacho nº 2.396, de 17 de agosto de 2010.

- Despacho nº 884, de 28 de março de 2017 (Proc. nº 48500.004288/2014-91)

Consiste em decisão proferida em sede de pedido de reconsideração, por meio da qual a ANEEL ratifica a decisão contida no Despacho 1.026, de 26 de abril de 2016, no sentido de negar o pedido de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão da Interligação Elétrica do Madeira S.A.

As alegações da transmissora foram de: (i) atraso no processo de licenciamento ambiental; (ii) alterações no traçado da LT e implicações para o licenciamento ambiental e constituição de servidão administrativa e (iii) embargos de obras por terceiros.

Foram relatados atrasos pela transmissora, não reconhecidos pelo IBAMA e pela ANEEL, mas dentre todos as demoras listadas, cabe destaque para dois eventos: (i) a imposição de complexas condicionantes à emissão da licença de instalação, a saber, a modificação do traçado da linha em alguns trechos, a proibição de supressão vegetal em áreas de reserva legal já averbadas e, a principal delas, a substituição de 302 torres estaiadas por autoportantes em aproximadamente 850 km da linha de transmissão; e (ii) a necessidade de redefinir o traçado da linha em 30km, para desvio de área de interesse mineral declarada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (o mesmo Ministério que representa o Poder Concedente nos serviços de energia elétrica).

A ANEEL entendeu que todas as alegações da transmissora são riscos ordinários do negócio, a ela imputáveis, tendo negado o pedido de recomposição da RAP. Quanto ao pedido alternativo de extensão do prazo da concessão pelo período equivalente ao atraso verificado, a ANEEL realizou o encaminhamento ao Ministério de Minas e Energia (MME) para decisão, com fundamento no artigo 4º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015¹¹⁸.

Com a revogação deste artigo pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, o pedido foi devolvido à ANEEL pelo MME e a transmissora reiterou seu pedido à agência, que manteve sua decisão pelos mesmos fundamentos.

¹¹⁸ Art. 4o. No caso de atraso no início de operação comercial de geração ou de transmissão decorrente de excludente de responsabilidade do empreendedor, reconhecido pelo Poder Concedente, o prazo da correspondente concessão ou autorização de geração, licitada nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou autorizada nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, ou concessão de transmissão de energia elétrica outorgada, poderá ser prorrogada pelo Poder Concedente, na forma da lei, pelo prazo reconhecido como excludente de responsabilidade.

- Despacho nº 2.228, de 25 de julho de 2017 (Proc. nº 48500.004106/2011-39)

Trata-se de pedido de reequilíbrio econômico-financeiro de contrato de concessão de serviços de transmissão aduzido pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), fundado em alegado atraso decorrente de demora na obtenção de licenças ambientais.

No caso, a ANEEL reafirmou o seu posicionamento constante de decisões anteriores, no sentido de que as dificuldades com licenciamentos ambientais constituem álea ordinária e não são capazes de fundamentar o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos e, ainda, de que eventual excludente de responsabilidade em um processo não implica a admissão da mesma causa para fins de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato. Entendeu, entretanto, que no caso concreto o atraso verificado não poderia ser imputado ao órgão ambiental na medida em que não haviam sido extrapolados os prazos legais para a emissão das licenças.

Vistos os casos objeto de decisão, destacamos que o que importa para a análise pretendida não são os fatos constantes de cada um dos processos, mas os argumentos jurídicos produzidos pela ANEEL como fundamento para suas decisões, sendo que em cada um dos casos objeto dos despachos citados¹¹⁹, há dois entendimentos jurídicos em comum:

Primeiramente, que o atraso na obtenção da licença ambiental é risco ordinário do negócio, e não álea extraordinária, não sendo fundamento, portanto, para o deferimento de pleito de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Em segundo lugar, o argumento de que o eventual reconhecimento das justificativas em processo punitivo, instaurado com vistas à aplicação de penalidades por atraso nos prazos determinados no cronograma de implantação do empreendimento, não produz consequências no processo de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Entende a ANEEL que os processos são “searas distintas” e que o reconhecimento da excludente de responsabilidade em um processo não implica a admissão da mesma causa para fins de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato. Ou seja, a ANEEL pode deixar de aplicar uma multa por atraso de obra por reconhecer que houve atraso do órgão ambiental que impactou na obra e deixar de reconhecer esse mesmo fato em processo em que o empreendedor requeira o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Esse não foi, entretanto, o entendimento proferido no Parecer nº 003/2015/DECOR/CGU/AGU, da lavra do Consultor-Geral da União, mediante o qual opina que, o atraso injustificado no procedimento de licenciamento ambiental, imputável à própria

¹¹⁹ Ressalvado o que consta do Despacho nº 725, de 14 de março de 2017, em referência ao Despacho nº 185, de 25 de janeiro de 2011 Jauru.

Administração e por motivos estranhos à concessionária, que cause prejuízo a esta última, gera o direito à recomposição da equação econômico-financeira.

Esse parecer foi citado pela ANEEL nos votos proferidos nos processos que geraram os Despachos nº 3.293, de 22 de setembro de 2015, e nº 3.294, de 22 de setembro de 2015, tendo a orientação dada pelo mesmo sido rejeitada, por ter a ANEEL entendido que a interpretação contida no citado parecer teria o condão de alterar a alocação do risco ambiental nos contratos de concessão de transmissão e repercutiria no segmento de geração e nos demais setores da infraestrutura nacional.

Posteriormente, no voto emitido pelo Diretor-Relator no processo que gerou o Despacho nº 1.857, de 12 de julho de 2016, foi ventilada a ideia de que se poderia entender que se caracterizaria álea da administração na hipótese de o licenciamento ambiental ser deferido em prazo superior aos previstos na Resolução CONAMA nº 237/1997 e na Instrução Normativa nº 184/2008 do IBAMA.

Tal posição está clara nos contratos de concessão de transmissão mais recentes, nos quais, como citado, é claramente estipulado que o risco da transmissora referente ao licenciamento ambiental é limitado ao prazo legal do órgão licenciador.

No que tange aos contratos celebrados antes do Contrato nº 05/2016, entretanto, em que não é clara essa delimitação, não é límpido que a ANEEL reveja seu entendimento, tendo em vista que, no caso concreto do citado Despacho nº 1.857, de 12 de julho de 2016, o pedido de reequilíbrio econômico-financeiro manejado pela transmissora foi indeferido, assim como foram indeferidos, posteriormente, os pedidos objeto dos Despachos nº 884, de 28 de março de 2017 e nº 2.228, de 25 de julho de 2017.

Há que se avaliar, portanto, se nos contratos que não dispunham desta cláusula, limitando claramente o risco da transmissora pela obtenção do licenciamento ambiental somente ao prazo previsto nas normas específicas, deve-se entender que haja essa mesma limitação.

3.1.2 O risco ambiental como causa de desequilíbrio econômico-financeiro: uma análise crítica à abordagem da ANEEL

Como visto, as ineficiências do processo de licenciamento ambiental são uma causa recorrente de atraso de obras de empreendimentos de transmissão de energia elétrica. Como também já apontado, os contratos de concessão de serviços de transmissão anteriores ao Contrato nº 05/2016 preveem somente que cabe à transmissora a obtenção do licenciamento ambiental, correndo por sua conta e risco o atendimento a todas as exigências do órgão licenciador.

Esses contratos estipulam também que o descumprimento de marcos intermediários do cronograma de construção, motivado por ocorrências no processo de licenciamento ambiental não imputáveis à transmissora, desde que justificado e aceito pela ANEEL, poderá ocasionar a revisão dos prazos dos cronogramas de construção propostos pela transmissora e o afastamento da aplicação de penalidades, sendo que as penas, no caso, seriam a multa e a redução da RAP pela aplicação da chamada *parcela variável*, decorrente da indisponibilidade da função de transmissão no período do atraso.

Apesar dessa segunda estipulação induzir à ideia de que a demora do órgão ambiental constitui uma álea extraordinária, capaz de excluir a responsabilidade da transmissora pelo atraso, não há uma disposição clara limitando o risco da transmissora pela obtenção do licenciamento aos prazos normativos previstos para a concessão pelo órgão ambiental.

Desse modo, considerando a ineficiência desses instrumentos, que não realizaram uma partilha clara de riscos e, ainda, a posição reiterada da ANEEL, no sentido de que o atraso na obtenção da licença ambiental é um risco ordinário do negócio e não uma álea extraordinária, não sendo fundamento para o deferimento de pleito de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e, considerando, ainda, que eventual reconhecimento das justificativas em processo punitivo não produz consequências no processo de reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, cumpre avaliar a natureza dessa álea específica, ou seja, se o risco de obtenção das licenças ambientais e as intercorrências havidas na vigência desses contratos são de fato álea ordinária, cujas consequências devem ser atribuídas à transmissora¹²⁰.

¹²⁰ Notamos que a necessidade de se recorrer à teoria das áleas neste caso decorre do fato desses contratos não realizarem adequadamente a partilha de riscos, o que foi remediado nos contratos mais recentes.

A álea ordinária, ou empresarial, é o risco regular do negócio, que é atribuído ao concessionário pelo artigo 2º, II, da Lei nº 8.987/95. É um risco que, mesmo que seja imprevisível, se insere na normalidade das relações econômicas.

Assim, são exemplos usuais as variações normais de mercado, prejuízos decorrentes da ineficiência ou imperícia empresarial, perda de produtividade, alterações do cenário econômico, redução da receita prevista, insolvência da concessionária e elevação dos custos.

As áleas ordinárias, como riscos normais do negócio aos quais estão sujeitos os empreendedores em qualquer segmento, não geram para o concessionário o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato¹²¹. Nesses contratos de concessão de serviços de transmissão sua caracterização está configurada nas seguintes cláusulas:

Na prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, a TRANSMISSORA terá 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.

Será de inteira responsabilidade da TRANSMISSORA a prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, de acordo com regras e critérios estabelecidos pela ANEEL, sendo de sua competência captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço regulado neste CONTRATO.

Em tais instrumentos, a obrigação da transmissora de obter as licenças ambientais está descrita do seguinte modo:

A transmissora deverá construir, operar e manter as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, observadas a legislação e os requisitos ambientais aplicáveis, adotando todas as providências necessárias junto ao órgão responsável pelos licenciamentos, por sua conta e risco, e cumprindo todas as suas exigências.

Os termos contratuais deixam claro, portanto, que os riscos inerentes à condução dos negócios, assim como os atinentes à obtenção das licenças ambientais, são atribuídos à concessionária, ou seja, cabe à transmissora arcar com os custos ordinários relacionados à obtenção das licenças ambientais, elaborando e entregando os estudos necessários e atuando de modo eficiente e tempestivo. Todavia, cumpre analisar se a demora do órgão ambiental para além dos prazos legais e a aposição de exigências imprevisíveis e excessivamente custosas devem ser tratadas como fatos razoáveis, inerentes ao negócio, ou seja, como riscos ordinários, como vem aventando a ANEEL.

¹²¹ Vide Arnoldo Wald (op. cit., p. 182) e Alexandre Santo de Aragão (**A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs**, p. 42-43).

Cabe, então, revisitar as ideias referentes às áleas extraordinárias, a fim de se extrair uma conclusão quanto a esse tema.

Como consabido, as áleas extraordinárias dividem-se em econômica e administrativa, sendo que esta última abrange três modalidades: a alteração unilateral do contrato, o fato do príncipe e o fato da administração.

A alteração unilateral decorre da mutabilidade dos contratos administrativos e do próprio regime do serviço público, que confere poderes exorbitantes à administração, dentre os quais o poder de modificar unilateralmente o contrato. O fato do príncipe, por sua vez, consiste em um ato de autoridade de natureza geral, que, embora não guarde ligação direta com o contrato, repercute sobre ele, enquanto o fato da administração é “toda ação ou omissão do Poder Público que, incidindo direta e especificamente sobre o contrato, retarda, agrava ou impede a sua execução”¹²².

O caso em exame claramente não representa uma alteração unilateral. Tampouco pode ser tomado como fato da administração, posto que não se trata de um ato praticado pela própria administração contratante, na qualidade de parte contratual. Resta avaliar, portanto, se o caso consiste em fato do príncipe, configurando uma álea administrativa.

Para Alexandre Santos de Aragão¹²³ e Maria Sylvia Zanella Di Pietro¹²⁴, para que o evento seja considerado como fato do príncipe deverá ter sido oriundo da própria administração contratante, se for de outra administração, deverá ser aplicada a teoria da imprevisão.

Marçal Justen Filho¹²⁵ argumenta em sentido contrário, entendendo pela ocorrência do fato do príncipe quando o ato lesivo for oriundo de qualquer ente da administração pública.

No caso em análise, o ente estatal signatário do contrato de concessão é a União¹²⁶, titular do serviço público delegado, ao passo que o órgão ambiental responsável pelos atrasos é o IBAMA¹²⁷, entidade integrante da administração indireta da mesma esfera federativa. Nesse esteio, pelo aspecto subjetivo, na forma entendida por Marçal Justen Filho, poderia se

¹²² DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo**. 25. ed. São Paulo: Atlas, 2012, p. 286, 288 e 289.

¹²³ **A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs**. p. 44.

¹²⁴ Op. cit. p. 288.

¹²⁵ **In Curso de Direito Administrativo**. 11. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015, p. 522. Igualmente José dos Santos Carvalho Filho em **Manual de Direito Administrativo**. 25. edição. São Paulo: Atlas, 2012, p. 211.

¹²⁶ A União, por intermédio da ANEEL.

¹²⁷ Notamos a existência de órgãos ambientais estaduais e de participação de outras entidades, como FUNAI e IPHAN, no processo de licenciamento.

considerar haver a adequação do caso concreto à teoria do fato do príncipe¹²⁸. Ocorre, entretanto, que o ato de licenciamento do IBAMA não é um ato geral emitido pela administração, pelo contrário, trata-se de ato concreto praticado em face do administrado, de modo que fica assente a impossibilidade de sua caracterização como fato do príncipe.

Assim, tratando-se de um ato da administração que tem proporções e consequências imensuráveis, e considerando-se que tal ato, por outro lado, não constitui fato do príncipe ou fato da administração, deve ser avaliado se o caso consiste em álea extraordinária de natureza econômica, tornando aplicável a teoria da imprevisão¹²⁹.

Pela teoria da imprevisão, caso se implemente acontecimento externo ao contrato, inevitável e imprevisível quanto à sua ocorrência ou consequências e que cause grande desequilíbrio ao contrato, caberá a revisão deste, para restabelecer a equação econômico-financeira original ou a sua extinção, caso se torne impossível o cumprimento do contrato¹³⁰.

No caso em análise, não há como se arguir que o atraso do órgão ambiental na entrega das licenças ambientais seja um fato previsível, porque, em primeiro lugar, não se pode pressupor o descumprimento de prazos pela Administração Pública, pois a ela cabe o cumprimento de seus deveres legais. Em segundo, não há como prever se o órgão exigirá alterações de um projeto que já passou pela aprovação da ANEEL¹³¹, outro órgão integrante da administração federal. Além disso, tampouco há como se prever os custos envolvidos em alterações determinadas pelo órgão ambiental, que não são conhecidas de antemão¹³².

¹²⁸ Pela teoria mais abrangente, defendida igualmente por José dos Santos Carvalho Filho, o aspecto subjetivo estaria atendido mesmo na hipótese da demora ser oriunda de órgão ambiental da esfera estadual.

¹²⁹ Sobre a aplicação da teoria da imprevisão a contratos de concessão, vide Eduardo García de Enterría e Tomás-Ramón Fernández (op. cit., p.753-755).

¹³⁰ José dos Santos Carvalho Filho, (op. cit., p. 210), Maria Sylvia Zanella Di Pietro (op. cit., p. 293) e Marçal Justen Filho (op. cit., p. 523).

¹³¹ No caso dos contratos de concessão de serviços de transmissão, a licitação para a outorga é realizada sem um efetivo projeto de engenharia para o desenvolvimento do empreendimento, constando do edital que os empreendedores deverão atender a certas especificações e que a linha de transmissão deverá ser construída em um corredor de passagem estipulado, mas não há a determinação do traçado, que é meramente indicativo nos estudos constantes do edital.

O edital e o contrato estipulam, então, um prazo para que o licitante vencedor apresente o projeto básico das instalações de transmissão, assim como para a apresentação do orçamento e do cronograma de construção.

O edital e o contrato determinam que a ANEEL terá um prazo determinado para a análise do projeto e terá a prerrogativa de requerer sua revisão caso verifique não conformidades com as especificações constantes do edital e do contrato, ressalvando que o tempo decorrido para a análise e promoção das alterações não poderá ser arguido para a modificação da data determinada para a entrada em operação do empreendimento.

¹³² É o que Flávio Amaral Garcia chamaria de “imprevisão na previsão”. In *A imprevisão na previsão e os contratos concessãois. In Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas*. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016, p. 109-110.

Entretanto, ainda que se considere que seja possível prever a demora do órgão ambiental e a oposição de alterações de projeto, seria impossível vislumbrar as consequências de tais eventos.

Assim, a resposta se encontra no próprio contrato de concessão, que reconhece os atrasos do órgão ambiental como fator externo, imprevisto, fora do controle do concessionário, capaz de afastar a aplicação das penalidades decorrentes do atraso na execução das obras associadas à concessão de serviços de transmissão de energia. Dispõe o contrato que

O descumprimento dos marcos intermediários do cronograma de construção motivado por fatos relacionados ao processo de licenciamento ambiental não imputáveis à TRANSMISSORA, comprovados perante a ANEEL, poderá ocasionar a revisão dos prazos dos cronogramas de construção propostos pela TRANSMISSORA.

Portanto, o próprio contrato admite a característica extraordinária desse evento, ao prevê-lo como causa excludente da responsabilidade da concessionária por atrasos na obra. Não é possível, destarte, arguir que tal fato constitua um risco comum do negócio, uma álea ordinária.

É importante pontuar, ainda, que o fato de haver uma cláusula no contrato de concessão de transmissão atribuindo ao empreendedor a obrigação de obter o licenciamento ambiental, não tem o condão de transferir a ele o risco extraordinário associado ao licenciamento, mas somente a parcela qualificável como risco ordinário, por exemplo, a apresentação dos estudos devidos nos prazos regulamentares, o cumprimento tempestivo das exigências do órgão ambiental e o custeio de todas as despesas ordinárias associadas ao licenciamento. Como nota Pedro Gonçalves, “a circunstância de o contratante assumir um determinado risco (v.g., de procura ou de construção) não significa que tenha de suportar as consequências de todo e qualquer facto que produza efeitos no domínio desse risco”¹³³.

Quanto às exigências do órgão ambiental, é razoável acreditar que as mesmas digam respeito à apresentação de complementação de estudos e análises pelos empreendedores e a execução de medidas compensatórias, mas não a alterações de projetos como, por exemplo, aquela referida no citado processo nº 48500.004288/2014-91, que estabeleceu a substituição de 302 torres estaiadas por autoportantes em aproximadamente 850 km da linha de transmissão, impondo significativo aumento de custo em um projeto aprovado pela ANEEL.

¹³³ Apud Flávio Amaral Garcia chamaria de “imprevisão na previsão”. *In* A imprevisão na previsão e os contratos concessionais. p. 110.

As demoras causadas pelo poder público não podem ser tratadas como áleas econômicas, tanto assim que em estudo do Instituto de Desenvolvimento de Estudos do Banco Mundial, o risco de falha ou atraso na obtenção de permissões, licenças e aprovações de órgãos públicos é alocado ao próprio setor público¹³⁴.

Os atrasos, demoras e excessos da administração pública diversa daquela contratante, são falhas de terceiro, não oponíveis ao concessionário, que constituem álea extraordinária e impõem o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

É importante notar, a respeito desse tema, como já mencionado anteriormente, que o artigo 4º, VI, da Lei nº 10.847/04, estabelece que é atribuição da EPE obter a licença prévia ambiental necessária às licitações envolvendo empreendimentos de transmissão de energia elétrica. Isso, entretanto, não tem sido feito.

A ideia do texto legal de atribuir a um ente vinculado ao Poder Concedente a obrigação de obter a licença ambiental é intuitiva, partindo da premissa econômica fundamental de que os riscos devem ser alocados à parte que tenha melhor aptidão para preveni-los ou para minorar os ônus dele decorrentes na hipótese de sua materialização, tal como apontado pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)¹³⁵.

Ocorre que tem sido adotado o entendimento pela própria ANEEL e pela EPE de que é impossível essa providência prévia, em razão das complexidades relativas ao licenciamento dos empreendimentos de transmissão, que são licitados em número significativo e têm características ambientais complexas em razão de sua extensão, que com frequência atravessa diversos biomas.

Desse modo, em última análise, a interpretação que vem sendo dada ao tema, além de contrariar a teoria da imprevisão, impõe a transferência de um dever legal e risco de uma entidade pública para um particular, em prejuízo do próprio sistema elétrico nacional, pois, como nota Luiz Alberto Blanchet¹³⁶, embora seja inegável que o concessionário deve prestar o serviço por sua conta e risco, é igualmente incontestável que

¹³⁴ Estudo de autoria de J. Luis Guasch. Op. cit., p. 123.

¹³⁵ Vide o relatório **Fostering Investment in Infrastructure: Lessons Learned from OECD Investment Policy Reviews**. OECD 2015. p. 20. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

¹³⁶ **Concessão de serviços públicos**. 2. ed. Juruá. Curitiba. 1999. p. 36.

o Poder Concedente deve lhe propiciar e assegurar os meios necessários para a adequada prestação do serviço sem por em risco a saúde financeira e a própria sobrevivência do concessionário, da qual, afinal, depende a permanência, ou continuidade do serviço.

A orientação que vem sendo dada pela ANEEL de que os riscos afetos às demoras e exigências imprevistas realizadas pelo órgão ambiental constituem álea ordinária e devem ser suportados pela transmissora não encontra amparo no contrato, que não transfere à transmissora os riscos extraordinários relativos ao licenciamento ambiental.

O entendimento que vem sendo adotado, além disso, contraria a teoria da imprevisão e viola o princípio da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, previsto no artigo 37, XXI, da Constituição Federal, no 9º, § 2º, da Lei nº 8.987/95¹³⁷ e no artigo 15, IV, da Lei nº 9.427/96.

É possível vislumbrar que as decisões da ANEEL adotam o princípio da modicidade tarifária como balizador. Isso ocorre, entretanto, em prejuízo de outros princípios previstos para a prestação de serviços públicos na Lei nº 8.987/95, como regularidade, continuidade, eficiência, segurança e atualidade, na medida em que, para que o concessionário possa assegurar o atendimento a tais princípios, necessita obter a justa remuneração pelos serviços prestados.

Trata-se, portanto, de uma atuação do regulador que visa beneficiar uma das partes, o usuário, em detrimento do próprio funcionamento do mercado. Essa atuação ocorre em arrepio às bases teóricas para o bom desempenho da regulação independente, que preconizam, como leciona Vitor Rhein Schirato¹³⁸, que

por meio da regulação independente, busca-se o estabelecimento de regras de conduta para todos os agentes do setor destinadas a garantir o melhor funcionamento possível, sem tendências para qualquer das partes. Com uma regulação independente efetiva os conflitos de interesse são resolvidos com uma visão pró-mercado e não pró qualquer das partes envolvidas.

Tal prática opera, ainda, em prejuízo da prestação do serviço, que pressupõe, para a preservação de sua qualidade e atualidade, e até mesmo de sua continuidade, que a

¹³⁷ Art. 9º (...) § 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

¹³⁸ A deterioração do sistema regulatório brasileiro. **Revista de Direito Público da Economia – RDPE**, Belo Horizonte, ano 11, n. 44, p. 249-274, out/dez 2013. p. 254.

concessionária de serviços de transmissão receba o necessário, suficiente e justo influxo de recursos. Tal como observado por Eduardo García de Enterría e Tomás-Ramón Fernández¹³⁹,

Si los riesgos son realmente imprevisibles y exceden el álea normal de toda actividad empresarial es justo que la Administración los comparta e, incluso, que los asuma en exclusiva si es preciso, ya que, si no lo hace, el concesionario no podrá soportar la carga y se verá abocado al abandono de la concesión, con el consiguiente perjuicio para el interés general y para los usuarios del servicio.

Ademais, a posição que vem sendo adotada pela ANEEL contraria a interpretação adotada pelo Consultor-geral da União contida no Parecer nº 003/2015/DECOR/CGU/AGU, citado nos votos proferidos nos processos que geraram os Despachos nº 3.293, de 22 de setembro de 2015, e nº 3.294, de 22 de setembro de 2015, por meio do qual opinou no sentido de que o atraso injustificado no procedimento de licenciamento ambiental, imputável à própria Administração e por motivos estranhos à concessionária, que cause prejuízo a esta última, gera o direito à recomposição da equação econômico-financeira.

A rejeição da ANEEL à manifestação contida nesse parecer se deu sob o fundamento de que sua adoção teria o condão de alterar a alocação do risco ambiental nos contratos de concessão de transmissão e repercutiria no segmento de geração e nos demais setores da infraestrutura nacional.

Todavia, admitir o entendimento esposado pela Consultoria-Geral da União não representa modificação na alocação dos riscos do contrato, na medida em que a leitura possível da conjunção de disposições contratuais permite inferir que foram transferidos para as transmissoras somente os riscos ordinários relacionados à obtenção das licenças e não os riscos extraordinários pertinentes a atrasos dos órgãos ambientais e à imposição de alterações de projetos.

Cabe, então, nesses casos, o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos, mediante a demonstração da onerosidade excessiva pela transmissora, sendo a comprovação pela concessionária da ocorrência dos fatos extraordinários e do nexo de causalidade entre esses fatos e o desequilíbrio da equação econômico-financeira inicialmente estabelecida para

¹³⁹ Op. cit., p. 755.

o contrato¹⁴⁰, uma condição inafastável para a revisão de preço do contrato pautada na aplicação da teoria da imprevisão.

O fato de não haver cláusula específica nos contratos de concessão de serviços de transmissão relativa a reequilíbrio econômico-financeiro não altera esta conclusão, pois, tal como apontado por Arnaldo Wald¹⁴¹, sendo direito líquido e certo do concessionário a obtenção do restabelecimento da equação econômico-financeira originalmente estabelecida, caberá o pleito administrativo de reequilíbrio, mesmo sem que haja disposição contratual expressa nesse sentido.

Importa lembrar que essa ineficiência foi solucionada pela ANEEL, que dispõe claramente nos contratos atuais que o risco atribuído ao concessionário pela obtenção do licenciamento ambiental limita-se ao prazo legal conferido aos órgãos ambientais e determinando que a recomposição se fará mediante a prorrogação do prazo de vigência do contrato na proporção do atraso não imputável à concessionária¹⁴².

Destarte, a solução a ser adotada para os contratos anteriores, que contêm a ineficiência consistente na ausência de delimitação do risco ambiental, os quais vêm motivando as decisões da ANEEL denegatórias do reequilíbrio econômico-financeiro, é de que se passe a adotar o mesmo entendimento, limitando o risco do empreendedor ao prazo legal de obtenção do licenciamento.

Nesses casos, entretanto, o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos deve ser realizado mediante a alteração na RAP, face à ausência de disposição em sentido diverso e uma vez que a prorrogação do cronograma do contrato, embora também possa ser promovida, não pode ser vista como um meio de preservação da equação econômico-financeira original do contrato.

É sabido que alguns autores colocam a prorrogação do prazo de duração do contrato como forma de promover o reequilíbrio econômico-financeiro, devendo, nesse caso, limitar-se ao período estritamente necessário a assegurar o equilíbrio do contrato. É o caso de

¹⁴⁰ Nesse sentido, Vitor Rhein Schirato, **O reajuste tarifário nas concessões de serviços públicos**, p. 165. Flavio Amaral Garcia, outrossim, afirma que “cabe àquele que pleiteia o reequilíbrio do contrato demonstrar quais os custos ou receitas que foram impactados pela ocorrência de fatos supervenientes, extraordinários e imprevisíveis e que provocaram um desequilíbrio desproporcional em relação àquilo que foi inicialmente pactuado.” (A imprevisão na previsão e os contratos concessionais. P. 121).

¹⁴¹ Op. cit. p. 191-192.

¹⁴² A própria modificação promovida pela ANEEL nos contratos firmados a partir de 2016 corrobora o entendimento ora expendido de que os atrasos e exigências do órgão ambiental constituem álea extraordinária.

Antônio Carlos Cintra do Amaral¹⁴³ e de Marçal Justen Filho¹⁴⁴, que entendem que a extensão de prazo pode ser realizada, fundada nos princípios da intangibilidade da equação econômico-financeira do contrato e no princípio da modicidade tarifária, este último pelo fato de que tal solução implicaria diluição de custo para o usuário do serviço¹⁴⁵.

Devemos analisar, entretanto, se tal mecanismo efetivamente se presta a recompor o equilíbrio econômico-financeiro, o que faremos sob a ótica específica dos contratos de concessão de serviços de transmissão.

Em apertada síntese, os contratos de serviço de transmissão são remunerados por uma RAP, que corresponde ao valor ofertado pelo concessionário no leilão, a qual somente é recebida a partir do momento da entrada em operação comercial do empreendimento¹⁴⁶, fracionada em parcelas mensais.

Como visto anteriormente, tais instrumentos usualmente contêm previsão de que o descumprimento de marcos intermediários do cronograma de construção, motivado por ocorrências no processo de licenciamento ambiental não imputáveis à transmissora¹⁴⁷, desde que justificado e aceito pela ANEEL, poderá ocasionar a revisão dos prazos dos cronogramas de execução da obra.

Tais disposições contratuais encontram atualmente previsão legal expressa no artigo 19 da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que estipula que, havendo atraso no início da operação comercial decorrente de circunstâncias caracterizadas pela ANEEL como excludentes de responsabilidade, a ANEEL poderá promover a correspondente extensão da outorga¹⁴⁸, esclarecendo a lei que poderão ser entendidas como excludentes de responsabilidade todas as ocorrências de caso fortuito e força maior, tais como greves, suspensões judiciais, embargos por órgãos da administração pública direta ou indireta, não

¹⁴³ **Concessão de serviços públicos: novas tendências.** São Paulo: Quartier Latin, 2012. P. 18 e 20.

¹⁴⁴ **Curso de Direito Administrativo**, p. 728.

¹⁴⁵ Cláudio Girardi e Rafael Frazão Póvoas, em artigo referente a empreendimento específico de geração de energia elétrica, sobre a devolução dos prazos decorrentes de atrasos havidos por fato da administração, afirmam que deve “ocorrer a proporcional restituição do prazo para a exploração dos potenciais hidráulicos, tendo em vista que o empreendedor possa fazer jus aos termos do instrumento contractual e reaveja o vasto investimento realizado e ainda a realizar”. (*in A recomposição do prazo do contrato de concessão em virtude de ato do poder público*, p. 131).

¹⁴⁶ Presumindo-se, nesse caso, uma concessão precedida de obra pública para a construção de linhas de transmissão e funções de transmissão correspondentes.

¹⁴⁷ Como visto, o contrato prevê que cabe à transmissora a obtenção do licenciamento ambiental, correndo por sua conta e risco o atendimento a todas as exigências do órgão licenciador.

¹⁴⁸ A ANEEL já adotou o entendimento de que essa extensão poderá exceder os 30 (trinta) anos previstos no artigo 4º, § 3º, da Lei nº 9.074/95, tendo em vista que tem celebrado contratos com prazo de 30 (trinta) anos, onde, com fundamento na Lei nº 13.360/16, tem previsto a extensão do prazo final do contrato.

emissão de licenças ou autorizações pelos órgãos competentes por motivo não imputável ao empreendedor e invasões em áreas da obra.

A lei, portanto, permitiu que outras causas não previstas no contrato sejam adotadas para o ajuste do cronograma e para o consequente afastamento da aplicação de penalidades administrativas pela ANEEL.

Ocorre, porém, que, embora as citadas previsões contratuais e legais tenham o condão de afastar penalidades aplicáveis à transmissora e a despeito da abalizada doutrina que coloca a prorrogação do prazo de duração do contrato como forma de promover o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, tal providência pode não ser suficiente.

Isso porque o ajuste do cronograma contemplando uma nova entrada em operação comercial e a correspondente extensão do prazo da concessão, mesmo não implicando penalidades, provocará o adiamento do ingresso de receitas para a transmissora e potencialmente o descasamento entre seu fluxo de caixa e o de pagamentos a fornecedores e agentes financeiros.

É notório que a realização de obras prévias à exploração de serviços de transmissão demandam recursos financeiros expressivos, provenientes em grande parte de financiamentos obtidos como *Project Finance*, onde as próprias receitas do empreendimento funcionam como garantia ou meio de pagamento às instituições financeiras. Tanto assim que Marcos Augusto Perez¹⁴⁹ define o contrato de concessão como sendo essencialmente um instrumento de delegação da gestão de serviços e obras públicas, calcado em um projeto de financiamento de longo prazo.

É da essência das novas concessões de serviços de transmissão, que são precedidas de vultosas obras públicas, que o projeto seja estruturado como um *Project Finance*¹⁵⁰, que é uma modalidade complexa de financiamento de longo prazo. Assim, não havendo o ingresso da RAP por atraso na execução da obra por fatos pelos quais o empreendedor não seja responsável, ainda assim será devido o pagamento aos bancos e fornecedores.

Havendo o referido descasamento, a transmissora incorrerá nos custos atinentes ao ônus da mora, podendo até mesmo ter o vencimento antecipado de contratos de financiamento e rebaixamento de nota de risco de crédito, com o agravamento das taxas de juros a ela aplicáveis.

¹⁴⁹ Op.cit. p. 91.

¹⁵⁰ Dinorá Adelaide Musetti Grotti, (em **A experiência brasileira nas concessões de serviço público**, p. 17) igualmente cita a estruturação das concessões em projetos de *project finance*, onde os direitos emergentes são oferecidos em garantia.

Ocorrerá, portanto, a desestruturação da equação inicialmente considerada pelo concessionário no momento da formulação de sua proposta, que tomou em consideração fatores tais como: montante total do investimento, custo de capital próprio e de terceiros, tempo de amortização e fluxo de caixa.

A mera alteração da data de entrada em operação comercial ou mesmo sua alteração com a correspondente extensão do prazo de recebimento de receitas em prazo idêntico ao do atraso incorrido sem culpa do empreendedor não são suficientes para recompor as perdas com o descasamento de fluxo, que poderá gerar ônus para o contrato, provocando o desequilíbrio da equação econômico-financeira originalmente pactuada.

Da mesma forma, a prorrogação de prazo não é capaz, por exemplo, de compensar os aumentos de custos decorrentes de exigências dos órgãos ambientais ou causados pelo advento de outras áleas extraordinárias.

Desse modo, embora a extensão do prazo do contrato de concessão seja uma medida mitigadora, ela não constitui a reparação integral da equação econômico-financeira original, de modo que, embora seja aceitável a partir do Contrato nº 05/2016, nos quais essa solução é claramente estipulada, não é saída apropriada nos contratos firmados até então, que são silentes quanto a esse ponto.

Assim, a resolução a ser adotada para os contratos celebrados anteriormente, que não contêm essa delimitação, que vêm motivando as decisões da ANEEL de indeferimento dos pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro, é de que se passe a adotar o mesmo entendimento, limitando o risco do empreendedor ao prazo legal de obtenção do licenciamento.

Nesses casos, o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos deve ser realizado mediante a alteração na RAP, face à ausência de disposição em sentido diverso.

Enquanto nos contratos de Parcerias Público-Privadas (PPPs) geralmente há previsão das possíveis formas de compensação e indicação de que caberá ao Poder Concedente realizar a escolha quanto ao meio a ser utilizado¹⁵¹, nos contratos de concessão de serviços de transmissão em exame não há tal estipulação, de modo que nesses casos deve ser preservada a forma de remuneração prevista para as receitas originais.

¹⁵¹ Vide Maurício Portugal Ribeiro em O que todo profissional de infraestrutura precisa saber sobre equilíbrio econômico-financeiro de concessões e PPPs (mas os nossos juristas ainda não sabem). *In Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas*. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016. P. 447- 448.

É relevante compreender que o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato deve ser promovido em benefício da qualidade da própria prestação do serviço público de transmissão de energia, na medida em que, como anteriormente citado, prejudicada a justa remuneração do concessionário, o que se coloca em risco é a sua capacidade de cumprimento de suas obrigações prestacionais e, portanto, o próprio provimento do serviço aos consumidores.

Destarte, a abordagem do Regulador nesse caso, como em geral deve ocorrer, deve buscar equilibrar a modicidade tarifária com a necessária recuperação do investimento feito pelo concessionário, uma vez que esse equilíbrio é imprescindível para a preservação da atratividade de investimentos privados no setor¹⁵².

Importa observar, ademais, que o caso analisado demonstra como lacunas e dubiedades no contrato dão azo a visões divergentes entre as partes e aponta, assim, para a relevância do detalhamento adequado da matriz de riscos do contrato, que ultima a exclusão da possibilidade de interpretações diversas entre regulador e concessionária.

3.2 Risco de alterações unilaterais no contrato: o caso das obras de reforços e melhorias

Um outro caso que deve ser estudado é o que diz respeito à materialização do risco de realização de reforços e melhorias pelas transmissoras.

Os contratos de concessão de serviços de transmissão de energia elétrica preveem que a transmissora deverá executar reforços e melhorias nas instalações de transmissão, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 26 de julho de 2011¹⁵³, auferindo as correspondentes receitas¹⁵⁴, como segue:

¹⁵² Vide o relatório **Fostering Investment in Infrastructure: Lessons Learned from OECD Investment Policy Reviews**. OECD 2015. p. 5. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf>>. Acesso em: 21.11.2017.

¹⁵³ Anteriormente Resolução Normativa ANEEL nº 158, de 23 de maio de 2005. Pela sistemática instituída pela Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, o ONS envia anualmente para a ANEEL o Plano de Modernização das Instalações (PMI), com a previsão das obras que deverão ser realizadas nos próximos 3 (três) anos, a fim de manter a adequada prestação do serviço de transmissão. Há variações na redação da cláusula em diferentes contratos, sem, contudo, haver alteração do conteúdo.

¹⁵⁴ A obrigação da transmissora encontrava-se anteriormente prevista na Resolução Normativa nº 68, de 08 de junho de 2004, com as modificações introduzidas pela Resolução Normativa nº 312, de 06 de maio de 2008.

A TRANSMISSORA deverá executar REFORÇOS e MELHORIAS nas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO objeto deste CONTRATO, nos termos da regulamentação específica, auferindo as correspondentes receitas a serem estabelecidas pela ANEEL.

Os reforços e melhorias são acréscimos, modificações e modernizações realizadas nas instalações de transmissão associadas à prestação do serviço concedido. Tal como esclarecido no subcapítulo 2.4, a descrição das obras cuja realização é obrigatória encontra-se, no caso de pequenos reforços e melhorias, no Plano de Modernização das Instalações (PMI), que é um documento produzido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), como parte do planejamento da operação do sistema interligado nacional, do qual consta a previsão das obras que deverão ser realizadas nos 3 (três) anos seguintes, a fim de manter a adequada prestação do serviço de transmissão.

Quanto aos grandes reforços, que usualmente consideram aumentos de extensão das linhas de transmissão, seu planejamento consta do Plano de Ampliações e Reforços, também de autoria do ONS, do qual constam as ampliações e reforços das instalações de transmissão, necessárias para a preservação da segurança e do desempenho da rede e para a garantia ao funcionamento pleno do mercado de energia.

Esses grandes reforços, diferentemente das melhorias e dos pequenos reforços, são objeto de prévia resolução autorizativa emitida pela ANEEL, da qual constam a receita correspondente a ser recebida pela concessionária¹⁵⁵ e a data de entrada em operação comercial.

Os reforços e melhorias, portanto, são alterações unilaterais promovidas no contrato de concessão de serviços de transmissão, uma vez que impõem alteração quantitativa e/ou qualitativa na execução do serviço, por determinação do Poder Concedente.

É importante ter em mente que o contrato de concessão, como espécie de contrato administrativo, submete-se a regime de direito público, que confere à Administração Pública contratante prerrogativas especiais, conhecidas como poderes exorbitantes, que têm sua representação máxima no poder de modificar unilateralmente o contrato, a fim de atender ao interesse público subjacente ao negócio jurídico celebrado.

Essa possibilidade decorre do princípio da mutabilidade dos contratos administrativos, que assevera que as cláusulas regulamentares ou de serviço do contrato poderão ser

¹⁵⁵ Vide artigo 2º, parágrafos 5º, e 6º e art. 3º, parágrafos 2º a 5º, da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011.

modificadas pelo Poder Concedente, caso tal alteração seja necessária para o adequado atendimento ao interesse público.

Decorre, ainda, do princípio da mutabilidade ou da adaptação constante dos serviços públicos, que decorre da variabilidade das necessidades de interesse geral no tempo e no espaço¹⁵⁶, o que impõe a adaptação constante dos serviços públicos e dos respectivos instrumentos de sua delegação.

Tais alterações, entretanto, encontram limite no fato, decorrente de lei¹⁵⁷, de que as alterações unilaterais do contrato promovidas pela Administração contratante impõem o dever de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato em favor do contratado, no caso, o concessionário.

A doutrina é inconteste quanto a esse aspecto¹⁵⁸, no sentido de que, havendo interferência do Poder Concedente, não importa se por ato administrativo ou político, criando novos encargos ou modificando o modo de prestar o serviço, deverá simultaneamente recompor o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, ajustando a equação econômica aos novos fatos.

Nesse sentido, Floriano de Azevedo Marques Neto¹⁵⁹, citando Orlando Carlos Gandolfo, afirma que sempre que o próprio Poder Concedente alterar a estrutura econômico-financeira da concessão, surgirá para o concessionário o direito de exigir o reequilíbrio dessa equação.

Isso ocorre porque as alterações unilaterais constituem hipótese de álea administrativa, o que *per se* justifica a necessidade de modificação do contrato para a manutenção da equação econômico-financeira inicial, devendo ser promovido o reequilíbrio, mediante a recomposição do preço ou tarifa concomitantemente à alteração, ou seja, o mesmo ato que implicar a

¹⁵⁶ Dinorá Adelaide Musetti Grotti (**Teoria dos serviços públicos e sua transformação**, p. 57) e Tatiana Esteves Natal (op. cit. p. 221).

¹⁵⁷ Art. 9º, parágrafo 4º da Lei nº 8.987/95 e art. 65, parágrafo 6º da Lei nº 8.666/93.

¹⁵⁸ Lucas Rocha Furtado. **Curso de Direito Administrativo**, Belo Horizonte: Forum, 2007, p. 361; Lúcia Valle Figueiredo, op. cit. p. 5; José dos Santos Carvalho Filho, p. 192; Maria Sylvia Zanella Di Pietro, op. cit. p. 287; e Arnoldo Wald, op. cit. p. 183.

¹⁵⁹ Vide Floriano de Azevedo Marques Neto. Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, 227: 105-109, jan/mar 2002, p. 107.

alteração do ônus do concessionário deve prever a sua compensação¹⁶⁰, tal como é realizado no caso dos reforços que são objeto de resolução autorizativa¹⁶¹.

Nesse sentido, o contrato de concessão, em conformidade com o disposto na Lei nº 8.987/95, estabelece que

Havendo alteração unilateral deste CONTRATO que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela TRANSMISSORA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, a partir da data da alteração. (grifamos)

Entretanto, embora a lei e o contrato estabeleçam a obrigação do Poder Concedente de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro como consequência das modificações implementadas, na prática isso pode não estar ocorrendo, como decorrência da inadequação do banco de preços usado para essa finalidade.

Como explanado no subcapítulo 1.5, o regime tarifário vigente para as concessões de transmissão é o de preço, que consiste no montante ofertado pelo concessionário na licitação para a outorga e posteriormente insculpido no contrato. O preço autorizado (RAP autorizada) pela ANEEL como remuneração pelos reforços, portanto, será um acréscimo à RAP prevista no contrato.

Esse valor de acréscimo fixado pela ANEEL decorre de uma avaliação feita pela própria agência, e não pelo concessionário, de qual seja o valor dos investimentos eficientes necessários ao acréscimo no serviço que está sendo determinado pelo Poder Concedente. Para tanto, a ANEEL toma em consideração as características da obra e valora o investimento a ser realizado a partir de um banco de preços aprovado pela própria agência, calculando a partir desses dados a RAP que entende devida.

Sucedo que o banco de preços adotado pela ANEEL, aprovado pela Resolução Homologatória nº 758/2009, baseia-se em pesquisa de preços realizada em 2007¹⁶² e sofreu

¹⁶⁰ Vide Alexandre Santos Aragão (**A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs**, p. 44-45).

¹⁶¹ Embora não seja esse o aspecto que se pretende abordar, importa registrar que o tratamento que é dado para melhorias e pequenos reforços, em que a obra é realizada pela transmissora e somente é remunerada a partir do ciclo seguinte de revisão tarifária, embora seja uma prática regulatória já consolidada até mesmo no segmento de distribuição, representa uma afronta à lei, no sentido de que importa em diferimento do momento de realização da recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

¹⁶² Vide Nota Técnica nº 099/2008-SRT/ANEEL, cujo item 50 registram que: “50. Todos os dados coletados, em diferentes datas de referência de preços, foram levados para a data base de 31 de maio de 2007 (...).” Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009758.pdf>. Acesso em: 16.11.2017.

apenas revisões pontuais, limitadas e insuficientes¹⁶³, caracterizadas pela mera aplicação de índices que, no entender da ANEEL, permitiria que o banco de preços fosse utilizado em qualquer instante de tempo, garantindo boa aproximação dos valores praticados no mercado¹⁶⁴.

Ocorre que esse mecanismo não é suficiente, uma vez que a variação de custos para a realização de obras não pode ser representada pela mera aplicação linear de índices de atualização, pelo que os valores constantes do banco de preços encontram-se substancialmente defasados, o que pode gerar distorções nos valores das RAPs autorizadas.

A própria ANEEL, em diversos documentos, reconhece a necessidade de revisão desse banco de preços. É o caso da nota técnica que deu origem à Resolução Homologatória nº 758/2009, e da Portaria ANEEL nº 4.036/2016, que aprovou a agenda regulatória para 2016-2018¹⁶⁵, que incluiu a atualização do banco de preços na agenda e, assim, reconheceu o fato de que negligenciar tal providência teria como consequência a adoção de preços defasados.

Enquanto não é promovida essa atualização, as resoluções autorizativas de reforços têm sido objeto de recursos das transmissoras, que questionam os valores atribuídos para os reforços a serem realizados com base nesse banco de preços¹⁶⁶.

A ANEEL, entretanto, vem indeferindo tais pleitos sob o argumento de que a RAP definida para reforços é calculada com base em banco de preços que refletem custos e quantitativos médios para determinado tipo e porte de obra e que tal prática encontra fundamento no artigo 7º, II, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998¹⁶⁷, que estabelece que

¹⁶³ O Tribunal de Contas da União afirmou, sobre revisão realizada em 2010, que a mesma, a despeito de ter ocorrido em 2010, utilizou base que também era desatualizada, pois tinha como referência os dados das aquisições realizadas pelas transmissoras entre 2002 e 2008 (Acórdão nº 1163/2014-TCU-Plenário).

Os seguintes despachos representam todas as atualizações realizadas: (1) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 2.263, de 23.06.2009; (2) DSP ANEEL 4.800, de 23.12.2009; (3) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 612, de 11.03.2010; (4) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 1.531, de 01.06.2010; (5) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 2.108, de 18.05.2011; (6) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 3.515, de 29.08.2011; (7) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 1.872, de 31.05.2012; (8) DSP SRT/SCT/SRE/SFF/ANEEL 3.610, de 02.09.2014; e (9) DSP SCT/ANEEL 1.736, de 29.06.2016.

O anexo I ao Despacho ANEEL 4.800, de 23.12.2009, esclarece a metodologia utilizada pela ANEEL para a atualização do banco de preços.

¹⁶⁴ Vide o anexo I ao Despacho ANEEL 4.800, de 23.12.2009.

¹⁶⁵ Essa necessidade já havia sido reconhecida pela ANEEL desde 2013, por intermédio da Portaria ANEEL nº 2.976/2013, que havia incluído a revisão do banco de preços naquela agenda regulatória.

¹⁶⁶ Como citado na introdução do capítulo 4, das 91 resoluções autorizativas de reforços publicadas pela ANEEL em 2016, 19 decidiam recursos oferecidos em face de resoluções anteriores. Dentre estas últimas, 9 desses tinham a discussão centrada nos valores de RAP autorizada, em razão de inadequação do banco de preços utilizado pela ANEEL.

¹⁶⁷ Art 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

(...)

II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;

a ANEEL deverá estabelecer a tarifa para os serviços de transmissão, assegurando a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão.

Esse dispositivo tem como fundamento assegurar os princípios da eficiência e modicidade tarifária. Como esclarecido, o regime tarifário aplicado atualmente aos contratos de concessão é o de tarifa pelo preço, e não mais de tarifa pelo custo, de modo que os concessionários não têm mais garantida a cobertura integral de seus custos.

Dessa forma, é uma prática consentânea com os princípios da eficiência e da modicidade tarifária a utilização de banco de preços, assegurando que o concessionário não obtenha a remuneração de bens e serviços adquiridos de forma ineficiente, por preços superiores aos praticados em mercado, onerando injustificadamente a tarifa.

Por outro lado, sua adoção, principalmente na regulação de reforços e melhorias, não pode violar o artigo 9º, parágrafo 4º, da Lei nº 8.987/95, e tampouco o contrato, pois ambos estabelecem o direito do concessionário ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato na hipótese de alteração unilateral¹⁶⁸.

O banco de preços não pode conter ineficiências que onerem as transmissoras indevidamente e promovam o enriquecimento injustificado¹⁶⁹ dos usuários dos serviços em detrimento da concessionária de transmissão.

A atuação regulatória nesse caso não pode violar o dever do Poder Concedente de restaurar a equação econômico-financeira que se desequilibrou pela alteração unilateral por ele determinada, de modo que é necessária a atualização do banco de preços de referência da ANEEL.

Tal atualização é atualmente um dos itens que compõem a 1ª fase da Audiência Pública ANEEL nº 41/2017, e segundo a Nota Técnica nº 118/2017-SEM/ANEEL, que integra o processo respectivo, as tratativas para a revisão pretendida têm ocorrido desde 2016. Ocorre que a ANEEL pretende realizá-la não através de uma consultoria contratada para essa finalidade, como feito em 2007, mas através da coleta de informações das próprias concessionárias de transmissão, não sendo possível antever se será possível concluir a

¹⁶⁸ O direito à compensação no caso de alteração unilateral decorre, como observado por Eduardo García de Enterría e Tomás-Ramón Fernández, do fato de que o *ius variandi* da Administração é uma manifestação do poder expropriatório, que exige sempre prévia e justa compensação (Op. cit. p.751).

¹⁶⁹ O enriquecimento injustificado não exige qualquer elemento de ilicitude ou dano para sua configuração, bastando que haja a obtenção de uma vantagem sem a devida contraprestação (vide Christiano Chaves de Farias e Nelson Rosenvald, in **Curso de Direito Civil: obrigações**. volume 2, 7. ed., São Paulo, Juspodium, 2013, p.127). Ocorre, portanto, sempre que houver uma vantagem de cunho econômico em detrimento de outrem, sem justa causa (Silvio de Salvo Venosa, **Direito Civil: Teoria Geral das Obrigações e Teoria Geral dos Contratos**. Volume II. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2004. p. 213). Nesses termos, o usuário fazer uso de um serviço pagando uma remuneração menor do que a devida implica enriquecimento injustificado.

necessária atualização e se, caso seja concluída, o banco de preços, do modo como está sendo produzido, refletirá adequadamente os custos eficientes de realização das obras.

A obtenção de informações diretamente das empresas, e não através de laudos de avaliação e consultoria especializada para esse fim, pode gerar distorções que mantenham a inadequação do banco e a insuficiência da remuneração das transmissoras, de modo que o adequado seria a revisão do procedimento que está sendo adotado pela ANEEL, a fim de atribuir o processo de construção desse banco, tal como feito em 2007, a especialistas contratados especialmente para esse fim, garantindo a adequação das informações apuradas.

Entretanto, independentemente da forma como serão ser feitos os ajustes, devem os mesmos ser realizados e deve, ainda, ser instituído um mecanismo para a revisão periódica, de modo a assegurar que os valores de RAP deferidos sejam consentâneos com os custos eficientes das transmissoras. Não se trata, aí, de remunerar integralmente os custos da concessionária, o que seria um incentivo à ineficiência, mas de estabelecer uma fronteira de custos eficientes baseados em um banco de preços atualizado.

Trata-se de dar pleno atendimento ao artigo 9º, parágrafo 4º, da Lei nº 8.987/95, porque, apesar de a partir do Contrato nº 05/2016 a realização de reforços e melhorias estar elencada como um risco da transmissora, a única leitura possível para esse artigo é que seu risco é a realização das obras, mas não o seu custeio, o qual deve ser realizado mediante acréscimo da RAP, na forma da lei.

Enquanto não for atualizado o banco de preços, devem ser admitidos os custos devidamente comprovados pelas transmissoras, pois de outra sorte estarão sendo violados tanto o artigo 9º, parágrafo 4º, da Lei nº 8.987/95, como o contrato, que estabelecem que seja restaurado o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos no caso de reforços e melhorias.

Importante pontuar que o princípio da modicidade tarifária não poderia ser invocado para obstaculizar essa via de solução, na medida em que o mesmo se presta a garantir a remuneração mais eficiente para o consumidor, mas não para impor perdas indevidas para o concessionário, cabendo aqui lembrar, como já referido, que o Poder Concedente deve assegurar os meios necessários para a adequada prestação do serviço, sem pôr em risco a saúde financeira e a própria sobrevivência do concessionário¹⁷⁰.

Releva notar, entretanto, que a necessidade de atualização do banco de preços deve ser vista também sob a ótica do Poder Concedente e de possível prejuízo à modicidade tarifária, caso a ausência de atualidade do banco de preços, a despeito das alegações das transmissoras,

¹⁷⁰ BLANCHET, Luis Alberto. **Concessão de serviços públicos**. 2. ed. Juruá. Curitiba. 1999. p. 36.

esteja ocorrendo em detrimento do valor da tarifa. Isso pode ocorrer, caso nos 10 (dez) anos que transcorreram desde o processo de coleta de preços para a composição do banco tenha havido a deflação de alguns itens.

Esse cenário pode incentivar as transmissoras a alegarem a ausência de atualidade somente dos itens que lhe convêm, amealhando benefícios relativos a itens que eventualmente estejam superestimados no banco de preços.

A assimetria de informação existente entre transmissoras e Regulador, que pelo próprio desenvolvimento de suas atividades conhecem os custos dos serviços substancialmente melhor, poderia eventualmente estimular tal comportamento¹⁷¹, o que realça a necessidade de conclusão das providências de atualização e de instituição de mecanismo de preservação da atualidade dos valores dos componentes do banco, como forma de corrigir a ineficiência regulatória atualmente verificada e de assegurar que o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos ocorra como uma via de mão dupla, de modo que o Poder Concedente garanta, de igual forma, que o retorno financeiro do concessionário não exceda a parcela inicialmente pactuada.

3.3 Risco regulatório: o caso das indenizações de ativos de transmissão associados à prorrogação de concessões previstas na MP 579

Por fim, deve ser visto o risco regulatório e a possibilidade de gerar desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão de serviços de transmissão, o que será feito à luz do caso das indenizações de ativos de transmissão, associados à prorrogação de concessões previstas na MP 579.

A Medida em tela foi introduzida no ordenamento jurídico nacional com a finalidade de autorizar a prorrogação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica referentes a outorgas anteriores à Lei nº 8.987/95, que não haviam sido precedidas de procedimento licitatório e cujos contratos respectivos foram assinados sob a égide da Lei nº 9.074/95.

¹⁷¹ J. Luis Guasch dá notícia de que a assimetria de informações quanto aos custos entre o operador do serviço e o regulador dão incentivo a demandas oportunistas de renegociação (op. cit. p. 41).

Antes de ser editada a MP 579, havia uma discussão jurídica e de mercado que tratava de analisar as seguintes abordagens que poderiam ser dadas quanto ao advento do termo final de tais contratos: (1) a impossibilidade jurídica de prorrogá-los, face à imposição constitucional de licitação prévia à outorga; (2) a viabilidade de extensão dos contratos existentes e (3) a possibilidade do Estado realizar a prestação direta dos serviços¹⁷².

A MP 579 pôs fim a tal controvérsia, ao facultar às concessionárias e ao Poder Concedente que prorrogassem as mencionadas concessões uma única vez, pelos prazos que estipulou, sendo o máximo de 30 (trinta) anos para os serviços de transmissão.

A citada medida provisória foi editada em vista do interesse do Poder Concedente de viabilizar a continuidade daqueles serviços que estivessem sendo adequadamente prestados e de obter a maximização dos ganhos decorrentes de concessões já existentes, apropriando-os em benefício da população e promovendo a modicidade tarifária.

É o que se extrai da respectiva exposição de motivos, que registra que

a experiência internacional, segundo estudos efetuados por Grupo de Trabalho específico instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), indica que a manutenção da exploração do serviço pelos concessionários, desde que esteja sendo prestado adequadamente, constitui forma apropriada para maximizar a captura de eficiência e dos ganhos proporcionados pela amortização e depreciação dos ativos já remunerados pelos usuários.

É também o que se pode inferir do texto da própria medida provisória, que, nos artigos 1º, 6º e 7º, ao possibilitar a prorrogação dos contratos, registrou que tal medida poderia ser concretizada de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

A ideia de modicidade tinha um objetivo maior do que beneficiar o consumidor final: havia uma preocupação específica com o impacto do custo da energia para a indústria, de modo que se pretendia impulsionar a atividade industrial e o desenvolvimento econômico

¹⁷² Veja-se, por exemplo: LANDAU, Elena. Concessões de energia elétrica: prorrogar ou licitar? In **Regulação jurídica do setor elétrico**. Tomo II. LANDAU, Elena. Coordenadora. Lumen Juris. Rio de Janeiro. 2011. OLIVEIRA, Gustavo Justino de. MONTES, Danilo Leal. Prorrogação das concessões de energia elétrica: problemática e soluções. **Revista de Direito Administrativo & Constitucional**. Editora Forum, Belo Horizonte. Ano 11, n. 46, p. 75-95, out/dez 2011. FAGUNDES, Maria Aparecida de A. P. Seabra. MEDEIROS, Bernardo de. Prorrogar ou não as concessões: eis a questão. **Boletim Araújo e Policastro**. ANO 3, nº 6, agosto de 2011. Disponível em: <http://www.araujopolicastro.com.br/boletimaep/Prorrogar_ou_nao_as_concessoes_-_eis_a_questao.pdf>. Acesso em 11.10.2017. KIRCHNER, Carlos Augusto R. A prorrogação de concessões e o interesse público. Publicado no Valor Econômico em 12/08/2011. Disponível em <http://www.ilumina.org.br/artigo-de-carlos-kirchner-a-prorrogacao-de-concessoes/>>. Acesso em: 11.10.2017.

nacional através dessa ferramenta¹⁷³. O modo como se implementaria essa redução também constava da exposição de motivos, que menciona que

o tratamento dessas concessões busca a captura da amortização e depreciação dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e nas instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica, alcançados pelos artigos 19 e 22 e pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, em benefício da modicidade tarifária, e visa garantir a segurança energética, pilares do modelo atual.

Pretendia-se extrair das tarifas a parcela relativa à amortização de ativos, passando-se tão somente a remunerar a operação e manutenção das instalações dos serviços de energia elétrica. Ou seja, os custos de depreciação e amortização dos ativos seriam excluídos da receita das concessionárias que optassem pela prorrogação dos seus contratos.

Os efeitos da MP 579 são amplamente apontados por especialistas como uma das causas mais expressivas da massiva crise que se abateu sobre o setor elétrico a partir de 2013. Usualmente o debate sobre o tema se circunscreve à não adesão de usinas de geração à prorrogação de seus contratos de concessão e aos efeitos negativos para a subcontratação de distribuidoras e para a escalada de preços da energia no mercado de curto prazo.

Entretanto, como o objeto do presente estudo é o desequilíbrio econômico-financeiro de contratos de transmissão de energia, serão analisadas as repercussões havidas para as transmissoras que optaram pela prorrogação de seus contratos de concessão.

Como dito ao início, a ideia central da MP 579 era promover a redução das tarifas de energia para o consumidor final e o modo de atingir tal objetivo seria a exclusão da parcela de amortização de ativos da base de remuneração dos agentes que optassem pela prorrogação de seus contratos.

No caso específico dos serviços de transmissão de energia, previu o artigo 15, § 2º, da MP 579, que os bens reversíveis vinculados às concessões que poderiam ser objeto de prorrogação naquela ocasião e que fossem existentes em 31 de maio de 2000, conhecidos como Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)¹⁷⁴, independentemente de sua vida útil remanescente, seriam considerados totalmente amortizados e, portanto, não seriam objeto de indenização ou de inclusão na tarifa. Por exclusão, ficava autorizada a indenização das

¹⁷³ COSTELLINI, Clara. Hollanda, Lavínia. Setor elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. **Informativo Energia FGV Energia**. 31 de março de 2014. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13852/setor_eletrico.pdf>. Acesso em: 23.10.2017.

¹⁷⁴ Instalações componentes da Rede Básica, definidas no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000.

instalações de transmissão que entraram em operação comercial após aquela data, conhecidos como Rede Básica Novas Instalações (RBNI)¹⁷⁵.

Tratava-se de presunção legal de amortização da RBSE, uma medida que divergia do que era instituído até então pela Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e pelos contratos de concessão, que estabeleciam o pagamento de indenização na hipótese de término do prazo da concessão, vislumbrando a existência de ativos não amortizados ao final do contrato¹⁷⁶.

A lei e o contrato presumiam que ao final da vigência dos contratos haveriam montantes não amortizados e o contrato estabelecia o modo de apurar os valores devidos, apontando que tal apuração dependeria de prévio inventário realizado pela ANEEL ou por seu preposto, além de levantamentos e avaliações.

Portanto, a presunção legal de integral amortização daqueles ativos, sem a realização de quaisquer levantamentos e análises factuais, violava não somente a lei, mas também os termos específicos do contrato, que presumia a existência de valores não amortizados ao término do prazo de vigência original.

Desse modo, diante de pressão dos agentes e do risco de que não houvesse adesão à proposta de prorrogação, a medida provisória sofreu modificação antes mesmo de sua conversão em lei, por intermédio da Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012 (MP 591), que dispôs que o Poder Concedente estaria autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias de transmissão que optassem pela prorrogação de seus contratos, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL.

¹⁷⁵ Novas instalações de transmissão componentes da Rede Básica autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução nº 166/2000.

¹⁷⁶ Dispunham os contratos:

EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS VINCULADOS

A concessão para exploração do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, regulada por este CONTRATO, será considerada extinta, observadas as normas legais específicas, quando ocorrer:

I - advento do termo final deste CONTRATO;

(...)

Segunda Subcláusula - A extinção da concessão determinará, de pleno direito, a reversão ao PODER CONCEDENTE dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à TRANSMISSORA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

(...)

Sexta Subcláusula - Para efeito de indenizações de que tratam as Segunda, Terceira, Quarta e Quinta Subcláusulas, o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, e seu pagamento realizado com os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, na forma do art. 33 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, e do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterado pelo art. 9º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, ou de outra forma que a lei vier a definir, atualizado monetariamente até a data do pagamento, após finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recursos.

A medida provisória em tela trouxe o reconhecimento da existência de ativos da RBSE ainda não integralmente amortizados, sanando esta irregularidade da redação original do artigo 15, parágrafo 2º, da MP 579.

É importante, contudo, pontuar que o modelo introduzido pela MP 579 diferia daquele previsto na Lei nº 8.987/95, não somente pela inicial presunção de amortização integral daqueles bens, mas também porque dispunha sobre o cabimento de indenização ao concessionário numa hipótese de prorrogação da vigência dos contratos de concessão e, portanto, sem que tivesse havido o término da vigência do contrato¹⁷⁷. Nesse novo regime introduzido, a concessão não seria terminada pela fluência da totalidade do prazo contratual, uma vez que o Poder Concedente estaria realizando a renovação contratual e os bens vinculados à concessão continuariam sendo utilizados para fins de prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

No regime da Lei nº 8.987/95 não haveria que se falar em indenização nessa hipótese. Entretanto, no novo modelo, esse momento indenizatório estava sendo introduzido a fim de que os valores relativos à parcela não amortizada dos ativos pudessem ser expurgados das receitas de transmissão e, assim, pudesse ser promovida a redução de tarifa pretendida pelo Governo Federal.

Como anteriormente citado, a ideia de redução de tarifa permeava a MP 579 e foi repisada na exposição de motivos da MP 591, que deixava claro que, embora estivesse autorizada a indenização dos ativos da RBSE, anteriormente suprimida, tal pagamento deveria ocorrer em 30 anos, em parcelas mensais, a fim de preservar a redução tarifária que era pretendida pelo Governo Federal a partir de janeiro de 2013.

Foi consolidado, então, pela MP 579 e pela MP 591, o direito das transmissoras que optassem pela prorrogação de seus contratos de concessão à indenização ou remuneração por tarifa, da totalidade dos ativos não amortizados. Entretanto, tais medidas provisórias não definiram com clareza os critérios de apuração do valor dos ativos, o que somente foi feito pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, cujo artigo 9º previu que a indenização seria calculada com base no Valor Novo de Reposição (VNR) e consideraria a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data da entrada em operação da instalação, até 31.12.2012, em conformidade com os critérios do manual de contabilidade do setor elétrico.

¹⁷⁷ Assim dispunha o artigo 36 da Lei nº 8987/95: Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das 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.

Determinava o Decreto nº 7.805/12 que o Poder Concedente, quando convocasse as transmissoras para a assinatura dos respectivos aditivos, deveria divulgar o valor da indenização (somente dos ativos da RBNI) e o valor da RAP a ser recebida¹⁷⁸. Assim, a Portaria MME nº 579, de 31 de outubro de 2012, definiu as RAPs das concessões de transmissão a serem prorrogadas, e a Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 01.11.2012, corrigida pela Portaria Interministerial nº 602/MME/MF, de 29.11.2012, divulgou os valores das indenizações das instalações das concessões de transmissão que entraram em operação comercial após 31 de maio de 2000 (RBNI), cujos respectivos contratos de concessão foram objeto de prorrogação na forma prevista na MP 579.

Quanto ao valor da RBSE, entretanto, o processo de definição dos valores devidos foi bem mais extenso e complexo. Embora os aditivos aos contratos tenham sido assinados em 04.12.2012 e desde então a RAP aplicável tenha tido o valor relativo à amortização dos ativos expurgado, somente em 2013 foram iniciados os procedimentos de apuração do montante devido às transmissoras.

O primeiro passo para o levantamento do valor dos ativos foi a indicação da ANEEL para realizar o cálculo, o que foi feito pelo MME por intermédio da Portaria nº 267/2013. Como os ativos da RBSE deveriam ser avaliados, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 101/2013, a fim de definir os critérios para construção dos laudos de avaliação, tendo tal

¹⁷⁸ Tal como consta da NT 336/2016-SGT/ANEEL, de 06.10.2016, os contratos de concessão prorrogados sob a égide da MP 579 são os seguintes:

Concessionária	Contrato de Concessão
CEEE-GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	1o Termo Aditivo ao Contrato no 55/2001
CELG G&T - Celg Geração e Transmissão S.A.	2o Termo Aditivo ao Contrato no 63/2001
CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S.A.	2o Termo Aditivo ao Contrato no 06/1997
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	1o Termo Aditivo ao Contrato no 61/2001
COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	3o Termo Aditivo ao Contrato no 60/2001
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	5o Termo Aditivo ao Contrato no 59/2001
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	2o Termo Aditivo ao Contrato no 58/2001
ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	2o Termo Aditivo ao Contrato no 57/2001
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	1o Termo Aditivo ao Contrato no 62/2001

audiência sido concluída com a publicação da Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013.

Segundo tal resolução, as concessionárias deveriam apresentar um laudo de avaliação, elaborado por empresa credenciada junto à ANEEL contemplando os ativos referentes à RBSE e Demais Instalações de Transmissão (RPC), devendo informar à ANEEL, até 31 de dezembro de 2013, o cronograma para a respectiva entrega.

Tal como consta da Nota Técnica nº 183/2017-SGT/ANEEL, as concessionárias de transmissão apresentaram seus laudos e os seguintes valores foram homologados como Valor Líquido dos Bens Reversíveis (VBR):

Concessionária	Contrato	Despacho	VBR (R\$) – Ref. dez/12
Eletrosul	057/2001	2.296/2015	1.007.043.439,38
Furnas	062/2001	4.042/2015	8.999.520.181,38
CELG-GT	063/2001	1.505/2016	227.103.785,17
CEEE-GT	055/2001	1.643/2016	836.282.933,21
CHESF	061/2001	2.076/2016	5.092.384.326,62
CEMIG-GT	006/1997	2.181/2016	892.050.146,77
Eletronorte	058/2001	2.781/2016	2.579.311.569,77
COPEL	060/2001	1.272/2017	667.636.686,42
CTEEP	059/2001	1.484/2017	4.064.440.442,56

Paralelamente, em 20 de abril de 2016 foi emitida a Portaria nº 120 pelo MME, prevendo que o valor dos ativos não amortizados deveria compor a Base de Remuneração Regulatória (BRR)¹⁷⁹ das transmissoras e que o custo de capital¹⁸⁰ deveria ser adicionado às RAPs. Ou seja, foi definido pelo MME que os valores da tarifa contemplariam a remuneração do capital investido pelas concessionárias para a construção dos respectivos ativos.

Desse modo, foi aberta a Audiência Pública nº 68/2016 pela ANEEL, com vistas à obtenção de contribuições a respeito da regulamentação para o cálculo da RAP das concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas, já considerando o valor dos ativos da RBSE.

¹⁷⁹ Base de remuneração regulatória consiste nos investimentos prudentes, avaliados a preços de mercado, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de transmissão de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos, conforme definido na Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006.

¹⁸⁰ O custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC), é a média ponderada do custo de capital de terceiros, representado pelo passivo oneroso, e do custo de capital próprio, que é obtido pela diferença entre esse passivo e o ativo imobilizado. O valor para a estrutura ótima de capital indicado pelo Submódulo 9.1 do PRORET da ANEEL é de 60% de participação de capital de terceiros e 40% de capital próprio.

Dita audiência pública foi encerrada com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 762, de 21 de fevereiro de 2017. Importante destacar que até aquele momento já haviam transcorrido pouco mais de 4 (quatro) anos sem que as transmissoras recebessem em suas tarifas a parcela referente à amortização daqueles ativos.

A Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, então, determinou que os valores dos ativos da RBSE passariam a compor a BRR das concessionárias, ou seja, integrariam a RAP. Dispôs também que seria adotado o regime de remuneração de custo de capital das concessionárias de transmissão relativamente a tais ativos (chamado pela ANEEL de componente econômica¹⁸¹). Adicionalmente, quanto ao período compreendido entre 1º de janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017, dispôs o artigo 4º, parágrafo 3º, da citada Resolução Normativa nº 762/2017, que, como tais valores deixaram de ser recebidos pelas transmissoras naquele período, incidiria remuneração sobre os respectivos montantes à taxa referente ao custo de capital próprio das concessionárias (denominada componente financeira pela ANEEL¹⁸²).

A Resolução em questão, ao prever a remuneração dos valores que deixaram de ser recebidos por mais de quatro anos, alinhada com a Portaria MME nº 120/2016, visava restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, rompido com as perdas incorridas pelas transmissoras no período compreendido entre 1º de janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017.

Ocorre que em 10 de abril de 2017 foi proferida decisão de antecipação de tutela pelo juízo da 5ª Vara Federal do Distrito Federal, no âmbito do Processo nº 001055248.2017.4.01.3400/DF, promovido pelas associações ABRACE, ABVIDRO e ABRAFE, determinando que a ANEEL exclua a parcela de remuneração da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), calculada sobre os bens reversíveis, ainda não amortizados e nem depreciados, objeto da prorrogação de concessões promovida com fundamento na MP 579.

¹⁸¹ Nota Técnica nº 170/2017-SGT/ANEEL, de 14 de junho de 2017, que compõe o processo de emissão do Despacho ANEEL nº 1.779, de 20 de junho de 2017.

¹⁸² Nota Técnica nº 170/2017-SGT/ANEEL, de 14 de junho de 2017, que compõe o processo de emissão do Despacho ANEEL nº 1.779, de 20 de junho de 2017.

A TUST, referida nessa decisão, é tarifa de uso do sistema de transmissão, que consiste no rateio da RAP entre os usuários do sistema de transmissão¹⁸³. Desse modo, o objeto da tutela concedida foi justamente a exclusão da parcela de remuneração aplicada à própria RAP¹⁸⁴.

O fundamento da decisão foi a admissão da alegação dos autores no sentido de que o artigo 15, § 3º, da Lei nº 12.783/13, tratando das indenizações dos ativos da RBSE, dispõe que o valor das mesmas, *in verbis*, “será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária pelo prazo de 30 (trinta) anos, conforme regulamento” e que, portanto, a Portaria MME nº 120/2016 e a Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, ao regularem o dispositivo citado, não poderiam ter previsto a incidência de juros sobre os valores devidos, além da mera atualização monetária¹⁸⁵.

Como decorrência, foi emitido o Despacho ANEEL nº 1.779, de 20 de junho de 2017, adequando a RAP das transmissoras ao conteúdo da decisão proferida. Esse despacho, entretanto, conforme disposto na Nota Técnica nº 170/2017-SGT/ANEEL, de 14 de junho de 2017, que lhe deu suporte, estendeu os efeitos da antecipação de tutela à totalidade do universo de usuários dos serviços de transmissão, e não somente às partes representadas pelos autores da ação, essencialmente por questões de ordem técnica que impossibilitavam, no entender da ANEEL, a aplicação a um grupo restrito de usuários.

Conforme consta da Nota Técnica nº 170/2017-SGT/ANEEL, as perdas das concessionárias com a decisão em questão alcançam os seguintes montantes:

¹⁸³ A TUST, segundo definição da ANEEL, é a tarifa estabelecida pela ANEEL, na forma Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão da Rede Básica (TUSTRB), relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e Tarifa de Uso das Instalações de Fronteira (TUSTFR), referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo. Vide http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false.

¹⁸⁴ As tarifas de uso do sistema de transmissão são detalhadamente descritas por Alice Helena França de Azevedo e Lenilson Veiga Mattos em A determinação de receitas e tarifas da transmissão, *in* A evolução do modelo da transmissão no setor elétrico brasileiro. In **A gestão do sistema de transmissão no Brasil**. Roberto Gomes (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. P. 181-186.

¹⁸⁵ Os autores haviam aduzido outros dois aspectos que não foram acatados: (1) que a regulamentação prevista em lei exigia a edição de decreto e não poderia, portanto, ser realizada por portaria e (2) que a indenização não poderia ser reincorporada à tarifa, devendo ser suportada pelo Poder Concedente.

Concessionária	Componente Econômica [1]	Componente Financeira antes da Liminar [2]	Componente Financeira depois da Liminar [3]	RAP Total antes da Liminar ciclo 2017/2018 [1] + [2]	RAP Total depois da Liminar ciclo 2017/2018 [1] + [3]	Variação RAP Total [%]
CEEE	163.962.528,48	188.614.525,56	141.159.410,61	352.577.054,04	305.121.939,0	-13,5%
CELG GT	44.109.539,19	50.592.844,73	37.869.127,86	94.702.383,93	81.978.667,0	-13,4%
CEMIG	195.608.536,57	232.804.420,76	173.950.281,37	428.412.957,32	369.558.817,9	-13,7%
CHESF	1.086.725.964,12	1.281.615.810,93	958.026.810,73	2.368.341.775,05	2.044.752.774,86	-13,7%
COPEL	155.415.793,26	171.963.982,69	128.944.142,58	327.379.775,95	284.359.935,8	-13,1%
CTEEP	801.995.713,11	936.159.012,99	700.132.844,82	1.738.154.726,10	1.502.128.557,92	-13,6%
ELETRONORTE	515.196.461,62	596.043.410,10	445.957.651,27	1.111.239.871,72	961.154.112,8	-13,5%
ELETROSUL	231.441.253,48	278.366.197,63	207.892.142,41	509.807.451,11	439.333.395,8	-13,8%
FURNAS	1.797.526.155,27	2.079.582.920,86	1.555.937.551,55	3.877.109.076,13	3.353.463.706,82	-13,5%
TOTAL	4.991.981.945,09	5.815.743.126,25	4.349.869.963,21	10.807.725.071,35	9.341.851.908,30	-13,6%

Há, portanto, mesmo que de forma ainda não definitiva, uma perda para as concessionárias que, segundo avaliação da ANEEL, alcança aproximadamente 13,5% sobre o valor total de suas receitas relativas à parcela da BRR. Esse montante, como dito, visava remunerar os recursos das transmissoras, por não terem auferido, no período compreendido entre 1º de janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017, parcela significativa de seus ganhos. Trata-se da quantia referida no art. 1º, § 3º, da Portaria MME nº 120/2016, que estabelece que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário, estabelecido no §1º, deverá ser atualizado e remunerado pelo custo do capital próprio, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes.

Essa parcela de remuneração que foi suprimida, corresponde ao pagamento considerado pelo Poder Concedente como devido às concessionárias pela indisponibilidade de seu capital, por ter entendido que, ao passo que os usuários do serviço deixaram de pagar, através de suas tarifas, a parcela correspondente à remuneração das transmissoras pelo seu capital investido na prestação do serviço, essas concessionárias conviveram com uma perda de receitas correspondente a esse ganho dos usuários.

A componente financeira, retirada das tarifas por força da decisão judicial referida, provém da ideia de remunerar os recursos de uma pessoa, física ou jurídica, pela indisponibilidade de seus recursos, a qual existe desde a Idade Média e se confunde com a própria história do capitalismo. Trata-se, no dizer de Pontes de Miranda, da “prestação que enche o lugar ao que se tirou do patrimônio do credor”¹⁸⁶.

Não remunerar as concessionárias de transmissão durante o período em que foram privadas da parcela de suas tarifas correspondentes à amortização desses ativos provoca o

¹⁸⁶ MIRANDA, Pontes de. **Tratado de Direito Privado**. Tomo XXIV. Campinas: Bookseller, 2003. p. 46.

desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos e corresponde a um benefício sem causa dos usuários dos sistemas de transmissão, na medida em que não houve contrapartida para a redução de suas tarifas durante todo o período compreendido entre 1º de janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017. Haveria, portanto, uma vantagem sem uma contraprestação correspondente, o que indicaria um quadro de violação ao princípio da vedação ao enriquecimento injustificado, pelo qual tem-se a inadmissibilidade, sob o ponto de vista jurídico, de que alguém obtenha um proveito econômico às custas de outrem, sem que esse proveito decorra de uma causa juridicamente reconhecida¹⁸⁷.

A previsão de remuneração dos montantes não recebidos pelas transmissoras no período compreendido entre 1º de janeiro de 2013 e 30 de junho de 2017, realizada pelo art. 1º, § 3º, da Portaria MME nº 120/2016, visava recompor o equilíbrio suprimido. Assim, a decisão judicial proferida restaurou a situação de equilíbrio que havia se instaurado, ao excluir a parcela remuneratória dos montantes devidos às transmissoras, sendo pertinente analisar possíveis cenários de solução para o quadro apresentado.

Uma primeira alternativa a ser analisada seria a possibilidade de realização do pagamento diretamente pelo Poder Concedente. A exposição de motivos da MP 591 indica que a satisfação da parcela referente aos ativos não amortizados ocorra através da tarifa, o que resta claro ao dispor que o pagamento referente à RBSE será realizado no prazo de trinta anos, de forma a evitar eventual impacto que possa comprometer a meta de redução dos percentuais das tarifas a partir de 2013. A referência a que o diferimento do pagamento ocorra em prazo extenso, a fim de permitir a preservação da redução de tarifas pretendida, aponta que é através da tarifa que deve ser promovido, pois de outra sorte não haveria o que se falar sobre modicidade, pois não haveria impacto sobre a tarifa se o pagamento viesse a ser feito diretamente pelo Poder Concedente.

Tal circunstância, entretanto, não inviabiliza a liquidação dessa parcela ou da componente financeira pelo próprio Poder Concedente, o que é igualmente permitido pela redação introduzida pela MP 591 no artigo 15, §2º, da MP 579, a qual foi preservada na conversão na Lei nº 12.783/13, que também o autoriza a realizar o pagamento desses valores.

A forma ordinária de pagamento de montantes que sejam direta ou indiretamente afetas à prestação do serviço deve ser a tarifa, o que abrange as quantias objeto de análise, que

¹⁸⁷ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. O princípio do enriquecimento sem causa em Direito Administrativo. **Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico**, Salvador, Instituto de Direito Público da Bahia, n. 5, fev/mar/abr de 2006. Disponível em: <<http://www.direitodoestado.com.br>>. Acesso em: 13/02/2009.

se referem à remuneração devida pela indisponibilidade do capital das transmissoras decorrente da não percepção da parcela de amortização dos investimentos realizados pelas transmissoras para a construção das funções de transmissão aplicadas à concessão, por período superior a 4 (quatro) anos.

Os valores em questão nada mais são do que a remuneração do custo de capital afeto à BRR, que, em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, consiste nos investimentos prudentes, avaliados a preços de mercado, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de transmissão de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão. Tais valores compõem ordinariamente a tarifa e através dela devem ser pagos.

Tal fato, entretanto, não exclui a possibilidade de que o pagamento seja realizado pelo Poder Concedente, na qualidade de titular do serviço concedido, através de uma decisão que poderia ser tomada pela via administrativa e independeria do desfecho da ação judicial em curso.

Todavia, embora exista lei autorizativa para o ato *per se*, tal providência carece de previsão em lei orçamentária que contemple a realização da despesa e ter o Poder Concedente realizando tal pagamento seria uma medida contraditória em relação aos rumos de desoneração do Estado, que foram referidos no subcapítulo 2.1, e incompatível com o grave cenário de déficit de contas públicas do governo federal¹⁸⁸.

Assim, enquanto não é concluída a ação judicial, permanece uma situação de incerteza jurídica que demanda uma saída célere, com vistas a resolver o desequilíbrio econômico-financeiro que acomete essas concessões.

Uma solução possível, então, poderia ser uma modificação legislativa reafirmando as duas circunstâncias centrais debatidas na ação: (1) o cabimento da incidência de remuneração sobre os valores devidos às transmissoras pelos ativos da RBSE durante o período em que foram suprimidos da tarifa e (2) a pertinência de que o pagamento dos valores atinentes à RBSE, inclusive a componente financeira, seja realizado através da tarifa¹⁸⁹.

¹⁸⁸ **Fazenda anuncia déficit fiscal de 159 bilhões para 2017 e 2018.** Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/fazenda-anuncia-deficit-fiscal-de-159-bilhoes-para-2017-2018-21709100>>. Acesso em: 01.12.2018.

¹⁸⁹ Os pedidos formulados por ABRACE, ABVIDRO e ABRAFE, no Processo nº 001055248.2017.4.01.3400/DF, promovido em face da ANEEL, em curso na 5ª Vara Federal do Distrito Federal, foram: a exclusão do valor relativo à indenização dos ativos do valor da TUST paga pelas representadas pelas autoras ou, subsidiariamente, a exclusão do valor da parcela de remuneração. Alegaram as autoras que o artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/13, determina que o valor seja pago pelo Poder Concedente e que autoriza somente a atualização, e não o pagamento de remuneração.

Importa notar, entretanto, que a adoção dessa alternativa, embora seja juridicamente admissível e capaz de resolver de plano a situação em análise, estaria inserida em um amplo contexto de precarização legislativa, decorrente de sua adoção como mecanismo de resolução de problemas concretos no setor elétrico¹⁹⁰.

Almiro do Couto e Silva¹⁹¹ reconhece esse cenário em que se apresenta a necessidade de que o veículo para a solução de certos problemas relevantes seja a lei, ao tempo em que admite que esse recurso faz com que a mesma perca seu caráter de abstração e generalidade, funcionando como lei-medida, como cunhado por Odete Medauar¹⁹².

Embora o excesso de produção legislativa deva ordinariamente ser visto como inapropriado, no caso proposto a norma viria justamente trazer segurança jurídica, extraindo a incerteza acerca do recebimento dessas receitas, atualmente suspenso por medida judicial, e recompondo o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, suprimido pela privação de parcela de seu capital.

Conquanto a via referida seja capaz de promover uma solução imediata para o quadro de desequilíbrio econômico-financeiro instaurado, essa não deve ser uma medida ordinária de resolução de problemas, em razão dos efeitos adversos que produz para a estabilidade do sistema legislativo. No caso concreto, entretanto, diante da situação verificada, essa poderia ser uma medida capaz de atender à necessária estabilização desse cenário produzido no segmento de transmissão de energia elétrica.

Sobre esse caso, é relevante, ainda, pontuar que a quebra da equação inicialmente estabelecida entre receitas e obrigações das transmissoras tem como causa direta a decisão judicial em comento, mas como causa indireta a materialização de risco regulatório, na medida em que as causas jurídicas da ação e suas consequências emanam de uma intervenção estatal, consistente em uma mudança do cenário legislativo vigente pela MP 579 e pela MP 591.

¹⁹⁰ Sobre a proliferação legislativa e o setor elétrico brasileiro, vide Vlândia Viana Regis in **A crise do princípio da legalidade sob a ótica da produção legislativa no setor elétrico brasileiro**: constatações e rumos possíveis. Teoria do Estado Regulador II. GUERRA, Sergio (Org.). Curitiba: Juruá, 2016. Pág. 291 e ss.

¹⁹¹ O princípio da legalidade da administração pública e da segurança jurídica no estado de direito contemporâneo. **RPGE**, Porto Alegre, 27(57), 11-31, 2004. No mesmo sentido, Gustavo Binembojn, in **Uma teoria do direito administrativo, direitos fundamentais, democracia e constitucionalização**. Rio de Janeiro: Renovar, 2001, p. 128-135. Patrícia Baptista, in **Transformações do Direito Administrativo**. Rio de Janeiro: Renovar, 2003; Odete Medauar, in **O direito administrativo em evolução**. 2. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2003; e Manoel Gonçalves Ferreira Filho, in **O princípio da legalidade**. **Revista da Procuradoria-Geral do Estado de São Paulo**, São Paulo, n. 10, p. 9-20, jun. 1977.

¹⁹² **O direito administrativo em evolução**. 2. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2003. p. 146.

O risco regulatório, tal como exposto por J. Luis Guasch¹⁹³, é o risco de que o governo não cumpra termos contidos na regulação ou que promova mudanças na estrutura regulatória. Gabriel G. Fiuza de Bragança¹⁹⁴, por sua vez, dentre as abordagens que propõe para sua compreensão, aponta que este possa ser entendido como o risco de intervenções políticas ou regulatórias. Na mesma toada, Dieter Helm¹⁹⁵ descreve-o como a ocorrência de intervenções políticas ou regulatórias capazes de minar a capacidade de recuperação do investimento realizado pelo parceiro privado.

Nessa mesma linha, o Global Infrastructure Hub¹⁹⁶ define-o como o risco de mudança de lei capaz de afetar a performance do projeto e Gaspar Ariño Ortiz¹⁹⁷ aduz que consiste no risco da discricionariedade, arbitrariedade ou de falta de credibilidade do regulador, ou da regulação, sendo pertinente observar que por vezes a regulação, a despeito da existência de agências reguladoras, emana de atos legislativos ou de atos executivos de ente político¹⁹⁸.

As intervenções promovidas por intermédio da MP 579 e da MP 591, portanto, corporificam o risco regulatório, na medida em que representam uma mudança no regime legal pertinente ao término de concessões, à possibilidade de sua prorrogação e à indenização ou remuneração dos investimentos realizados nos ativos respectivos.

Tais Medidas representam uma decisão específica, de natureza política, consistente em uma alteração de leis, que atingiu um conjunto significativo de concessões, sendo relevante observar o aspecto político contido nessa mudança, na medida em que as definições de risco regulatório contém um elemento político, corroborado pelo *World Economic Forum*, que unifica o tratamento do risco regulatório e do risco político, indicando que sua origem repousa

¹⁹³ Extrai-se o conceito da definição de medida de risco regulatório. Segundo o autor, “regulatory risk premium is a measure of the risk of government noncompliance with agreed-upon regulatory terms or of unilateral changes by government on the regulatory framework “. Op. Cit. p. 119.

¹⁹⁴ Indica também as seguintes acepções (1) a decorrente da própria existência da regulação; (2) a relativa ao regime regulatório adotado; e (3) a de risco institucional. In: **Risco Regulatório no Brasil: conceito e contribuição para o debate**. IPEA. Boletim de Análise Político-Institucional, n. 7, jan./jun. 2015, p. 73-78. <http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/boletim_analise_politico/150714_boletim_analisepolitico_07_cap10.pdf>. Acesso em: 21.12.2017.

¹⁹⁵ HELM, Dieter. Infrastructure and infrastructure finance: the role of the government and the private sector in the current world. **EIB Papers**, v. 15, n. 2, p. 15, Pp. 8-27, 2000.

¹⁹⁶ O *Global Infrastructure Hub* é uma iniciativa do G20 com o objetivo de aumentar o fluxo e a qualidade de investimentos públicos e privados em infraestrutura. Disponível em: <https://ppp-risk.github.org/risk_category/transmission>. Acesso em 16 nov. .2017.

¹⁹⁷ Op. cit. p. 646.

¹⁹⁸ Numa acepção ampla, Alexandre Aragão define regulação como “[...] o conjunto de medidas legislativas, administrativas e convencionais, abstratas ou concretas, pelas quais o Estado, de maneira restritiva da liberdade privada ou meramente indutiva, determina, controla, ou influencia o comportamento dos agentes econômicos, evitando que lesem os interesses sociais definidos no marco da Constituição e orientando-os em direções socialmente desejáveis”. In: **Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico**. Rio de Janeiro: Forense, 2005. p. 37.

na mudança abrupta de leis ou da regulação¹⁹⁹ ou de decisões específicas, políticas ou regulatórias.

Assim, é pertinente a compreensão deste risco também na acepção de intervenção política, apontada por Dieter Helm e Gabriel G. Fiuza de Bragança, na medida em que a edição das Medidas Provisórias em exame foi influenciada por interesses políticos associados à redução de tarifa²⁰⁰ e a finalidades eleitorais, o que, tendo causado o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, ocorreu em detrimento da qualidade ou a sustentabilidade do setor de energia elétrica.

O uso político de tais Medidas Provisórias foi amplamente reconhecido²⁰¹ e se insere na concretização de um cenário identificado por J. Luis Guasch, que cita a hipótese de governos, buscando angariar apoio popular durante campanha de reeleição, decidirem reduzir tarifas de serviços públicos²⁰².

A modicidade tarifária apresentada como finalidade dessas medidas provisórias representava, na verdade, uma intervenção no mercado com finalidade política. Sucede que a redução de tarifas, promovida através do regime de prorrogação formulado, implicou no desequilíbrio da equação econômico-financeira dos contratos de concessão de serviços de transmissão que foram objeto de prorrogação, cenário este que, tendo sido remediado pela Resolução Normativa ANEEL nº 762/2017, foi novamente desestabilizado pela decisão judicial apontada.

Assim, pode-se concluir que a materialização do risco regulatório nesse caso está inserida também no âmbito de uma atuação insuficientemente planejada pelo Poder Concedente, sendo possível identificar, nesse contexto, as consequências da falta de um projeto estrutural para a prorrogação dessas concessões, o que se demonstra pelos seguintes movimentos pendulares:

¹⁹⁹ In: Mitigation of political & regulatory risk in infrastructure projects: introduction and landscape of risk. January 2015. Pp. 9-20. Disponível em:

<http://www3.weforum.org/docs/WEF_Risk_Mitigation_Report14.pdf>. Acesso em: 21 dez. 2017.

²⁰⁰ Vide Vitor Rhein Schirato em **A deterioração do sistema regulatório brasileiro**, p. 253.

²⁰¹ Segundo Julien Dias, “em janeiro de 2013, no auge do Populismo Tarifário, Dilma Rousseff, mais uma vez, entrevistou no setor elétrico e reduziu o preço da energia, apesar de todo o setor afirmar que os novos preços estabelecidos eram insustentáveis e iriam, inevitavelmente, descapitalizar as empresas do setor elétrico.” (disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/noticias/967/julien-dias-consultor-fim-da-nova-matriz-economica-e-a-heranca-maldita>>. Acesso em 22 dez. 2017). Vide também **O custo do populismo tarifário** (O Estado de S. Paulo, 07 de julho de 2013, disponível em: <<http://opinioao.estadao.com.br/noticias/geral,o-custo-do-populismo-tarifario-imp-1051000>>) e **Populismo Tarifária. Até tu, Brutus?** (O Estado de S. Paulo, 28 de julho de 2013, Cláudio J. D. Sales, disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20130728_OEstadodeS.pdf>), acessados em 22 dez. 2017.

²⁰² J. Luis Guasch faz referência a este tipo de comportamento oportunista dos governos, que procuram angariar apoio popular em período de eleições através de redução de tarifas (op. cit. p. 7).

- a) Exclusão do direito à indenização pelos ativos da RBSE, através da MP 579, e a restauração desse direito por intermédio da MP 591, após pressão dos agentes;
- b) Expurgo do valor dos ativos da RBSE da base de remuneração das transmissoras, com vistas à redução da RAP e consequentemente do valor da energia para o consumidor final e o retorno do valor de amortização desses ativos para a composição da tarifa menos de 5 (cinco) anos depois; e
- c) Previsão da remuneração pelo período em que as transmissoras foram privadas de suas receitas e a supressão, por via judicial, desse direito.

Como notam Claudio Porto e Adriana Fontes, a desvalorização do planejamento e dos projetos de longo prazo são traços característicos da cultura gerencial pública brasileira, que resultam em imediatismo e improvisação²⁰³, o que restou evidenciado no caso em análise.

A necessidade de planejamento de longo prazo para o setor de infraestrutura é apontada em estudo da OCDE²⁰⁴ como um elemento capaz de promover a confiança dos investidores, o que decerto foi perdido em algum grau com o episódio analisado, o que é corroborado por Gabriel G. Fiuza de Bragança *et al*²⁰⁵, que apontam em estudo que o mercado precificou negativamente a intervenção regulatória promovida no setor elétrico pela MP 579.

Nesse esteio, é relevante pontuar os danos decorrentes da falta de planejamento setorial e, principalmente, do mencionado uso político da redução de tarifas, que não somente tem implicações imediatas nocivas às concessionárias afetadas, como provoca efeitos sistêmicos igualmente prejudiciais, na medida em que agravam a percepção de risco regulatório pelos investidores, minando o influxo de recursos privados para o setor ou provocando um aumento nos preços propostos, como forma de garantia contra o risco de concretização de novos cenários expropriatórios de receitas privadas, tal como apontado por Fernando Vernalha Guimarães²⁰⁶ e J. Luis Guasch²⁰⁷.

²⁰³ In: Oportunidades e desafios para um novo ciclo de desenvolvimento do Brasil. **Propostas para o Governo 2015/2018: agenda para um país próspero e produtivo**. GIAMBIAGI, Fabio; PORTO, Cláudio. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013. p. 55.

²⁰⁴ **Fostering investment in infrastructure: lessons learned from OECD investment policy reviews**. OECD 2015. p. 16. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

²⁰⁵ Gabriel G. Fiuza de Bragança, Marcelo de Sales Pessoa e Katia Rocha em **Intervenção regulatória nos setores de telecomunicações e elétrico em 2012: um estudo de eventos com modelo de precificação multifatorial**, em que concluem que o mercado precificou negativamente a intervenção regulatória no setor elétrico decorrente da MP 579. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6504/1/td_2157.pdf>. Acesso em: 26 jan. 2018.

²⁰⁶ Op. cit. p. 102.

Assim, é importante que esse evento sirva como referência histórica para que, no futuro, o necessário planejamento quanto ao destino de concessões com prazo de vigência a expirar, não somente de serviços de transmissão de energia elétrica, mas de infraestrutura de um modo geral, seja realizado em tempo devido, mediante estudos aprofundados, como medida de necessária promoção de estabilidade de ambiente institucional e de prática de negócios e que eventual prorrogação de contratos seja promovida guardando respeito ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

²⁰⁷ Op. cit. p. 8.

CONCLUSÃO

Nas últimas três décadas, o setor elétrico brasileiro sofreu transformações estruturais, que envolveram a criação de novos agentes para a realização de sua regulação, fiscalização, planejamento e operação, extirpando tais funções das empresas estatais atuantes no mercado de energia, a fim de que as mesmas pudessem passar a desenvolver atividades estritamente empresariais, em regime concorrencial com agentes privados.

Os ideais por trás dessas mudanças eram a redução da intervenção estatal direta nesse setor, criando um mercado concorrencial, regulado, garantindo o influxo de recursos privados para o desenvolvimento de serviços de energia elétrica.

Nesse esteio, ao longo das últimas décadas foi promovido um volume significativo de leilões para outorga de novas concessões, que foram o veículo da expansão do setor elétrico, o que ocorreu de modo marcante no segmento de transmissão, que conta atualmente com 125 mil quilômetros de linhas, em um sistema interligado de âmbito nacional, que ainda deve ser ampliado mais de 40% nos próximos 6 (seis) anos, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A necessidade de ampliação dessa interligação e de garantir a segurança do sistema tem demandado a implantação de quantidade significativa de novas linhas de transmissão, além da realização de reforços nos sistemas existentes.

Ocorre que, tal como vem sucedendo em outros setores de infraestrutura, uma série de situações tem promovido o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, sendo necessário, com a finalidade de garantir a estabilidade dos contratos e, assim, a qualidade e continuidade da prestação do serviço público concedido, buscar soluções que garantam a preservação da equação econômico-financeira inicialmente estabelecida.

Nesse contexto, foram analisados três casos específicos de riscos cuja implementação tem importado em desequilíbrio dos contratos de concessão de serviços de transmissão: (1) o risco ambiental, (2) o risco de alterações unilaterais ao contrato, no caso de reforços e melhorias e (3) o risco regulatório associado ao advento da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (MP 579).

Os casos apresentados demonstram como o próprio Poder Concedente e o regulador podem, por vezes, impor ônus desmedido ao concessionário, implicando o desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de transmissão de energia elétrica.

Especialmente nos casos analisados de risco ambiental, fica evidente que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ao decidir as matérias de cunho econômico-financeiro relacionadas às concessionárias, considera exclusivamente a modicidade tarifária e despreza outras dimensões aplicáveis às concessões de serviço público, como o princípio da continuidade e da atualidade.

No caso do risco ambiental em contratos de concessão de serviços de transmissão anteriores ao Contrato nº 05/2016, ficou demonstrado que o risco da transmissora deve limitar-se ao prazo legal conferido aos órgãos ambientais para o licenciamento, de modo que, havendo atrasos e aumento de custos de obras em decorrência de demoras e excessos dos órgãos ambientais no processo de licenciamento, caberá o reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos, mediante a comprovação de ausência de culpa da transmissora e de onerosidade excessiva.

O reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos nesses casos deve ser realizado mediante a alteração na Receita Anual Permitida (RAP), uma vez que a prorrogação do cronograma do contrato, embora também possa ser promovida, não pode ser vista como um meio de preservação integral da equação econômico-financeira original do contrato e que não houve previsão contratual prévia no sentido de que tal mecanismo fosse adotado com essa finalidade.

Quanto aos reforços e melhorias, restou demonstrado que o risco das transmissoras diz respeito à execução das obras, mas que, uma vez que sua realização consiste em determinação do Poder Concedente no curso do contrato, configurando uma alteração unilateral e, portanto, uma álea da administração, deve ser promovido o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de forma plena e concomitantemente à alteração, de modo que a utilização de banco de preços para a fixação da RAP correspondente pela ANEEL, embora seja admissível, somente será válida se o banco de preços tiver valores compatíveis com os custos eficientes de mercado, estando atualizado.

A utilização de banco de preços desatualizado, como vem praticando a ANEEL, viola o artigo 9º, parágrafo 4º, da Lei nº 8.987/95, e o contrato, que estabelecem que seja restaurado o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos no caso de reforços e melhorias, de modo que, enquanto não for atualizado o banco de preços atualmente vigente, devem ser admitidos pela ANEEL, na fixação da RAP de reforços, os custos devidamente comprovados pelas transmissoras.

Deve ser ressalvada quanto a esse tema, ademais, a possibilidade de que a desatualização do banco de preços possa ser prejudicial à modicidade tarifária, na hipótese de

haver deflação de itens, o que geraria incentivos para que as transmissoras busquem amealhar benefícios pertinentes aos itens deflacionados e impugnar somente a adoção de itens com valores reduzidos.

A necessidade de atualização do banco de preços, portanto, consiste em uma via de mão dupla, a preservar o equilíbrio econômico-financeiro para ambas as partes contratantes.

Por fim, foi demonstrada a ocorrência de desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviços de transmissão, associado ao risco regulatório materializado na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, tendo sido proposta, com vista à célere resolução do quadro instaurado pela judicialização do tema, a promoção de modificação legislativa reafirmando a pertinência de inclusão na tarifa de transmissão, da parcela de amortização dos ativos da RBSE e da remuneração sobre os valores devidos, em razão do período em que foram suprimidos da tarifa.

A conclusão comum para os três casos analisados é de que deve ser garantida a manutenção da equação econômico-financeira inicial dos contratos, visando-se a continuidade e adequação da prestação do serviço. O Poder Concedente e o Regulador devem abster-se de, em sua atuação, decidir casos ou praticar atos que agravem a situação das transmissoras e provoquem o desequilíbrio dos contratos, cabendo, nos casos estudados, a adoção das soluções apresentadas.

É imprescindível que tais medidas sejam tomadas e que haja, em sentido amplo, estabilidade nas relações jurídicas travadas entre Poder Concedente e concessionária. Não é conveniente para a prestação do serviço e para a formação de um mercado que atraia investimentos privados que as decisões do Poder Concedente e do regulador ocorram de forma instável, como no caso da MP 579, que as partilhas de risco contratuais ocorram de forma ineficiente, como no caso dos riscos ambientais, e que as ineficiências do regulador ocorram à custa do concessionário ou até mesmo da modicidade tarifária, como no caso analisado dos reforços e melhorias.

É necessário, para o bom funcionamento do mercado de energia, que as decisões do Poder Concedente e do regulador não sejam politizadas, como o que foi praticado no caso da MP 579, e que não pendam em defesa do interesse de uma das partes, no caso, os consumidores de energia, em detrimento de outra, o concessionário.

Desse modo, o presente trabalho foi realizado com o intuito de apresentar possíveis soluções para os casos analisados, mas também com o escopo de demonstrar, numa camada mais profunda, a necessidade de se modificar o modo operativo do Poder Concedente e do

Regulador em seus respectivos processos de tomada de decisão, como forma de preservar a estabilidade do próprio mercado.

REFERÊNCIAS

AMARAL, Antônio Carlos Cintra do. **Concessão de serviços públicos: novas tendências**. São Paulo: Quartier Latin, 2012.

ARAGÃO, Alexandre dos Santos. Delegações de serviço público. In: **Regulação jurídica do setor elétrico** – Tomo II. LANDAU, Elena (Coordenadora). Lumen Juris. Rio de Janeiro. 2011.

_____. A evolução da proteção do equilíbrio econômico-financeiro nas concessões de serviços públicos e nas PPPs. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 263, p. 35-66, maio/ago. 2013.

_____. **Direito dos serviços públicos**. Rio de Janeiro: Forense, 2007.

_____. A natureza jurídica da geração de energia elétrica. **Revista do Direito da Energia**, n. 13, out. 2016, p. 11-33.

_____. **Agências Reguladoras e a Evolução do Direito Administrativo Econômico**. Rio de Janeiro: Forense, 2005.

AZEVEDO, Alice Helena França de. Mattos LENILSON, Veiga. A determinação de receitas e tarifas da transmissão. In: A evolução do modelo da transmissão no setor elétrico brasileiro. In: **A gestão do sistema de transmissão no Brasil**. Roberto Gomes (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012.

BINEMBOJN, Gustavo. **Uma teoria do direito administrativo: direitos fundamentais, democracia e constitucionalização**. Rio de Janeiro: Renovar. 2001

BLANCHET, Luis Alberto. **Concessão de serviços públicos: comentários à Lei 8.987/95 e à Lei 9.074/95 com as inovações da Lei 9.427/96 e da Lei 9.648/98**. 2. ed. Curitiba: Juruá, 1999.

BRAGANÇA, Gabriel G. Fiuza de. **Risco Regulatório no Brasil: Conceito e Contribuição para o Debate**. IPEA. Boletim de Análise Político-Institucional, n. 7, jan-jun 2015. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/boletim_analise_politico/150714_boletim_analisepolitico_07_cap10.pdf . Acesso em 21.12.2017.

BRAGANÇA, Gabriel G. Fiuza de; PESSOA, Marcelo de Sales; ROCHA, Katia. **Intervenção Regulatória nos Setores de Telecomunicações e Elétrico em 2012: Um Estudo de Eventos com Modelo de Precificação Multifatorial**. Texto para discussão. IPEA. Brasília, novembro de 2015.
http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6504/1/td_2157.pdf Acesso em 26.12.2017.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de Direito Administrativo**. 25. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

CHEVALIER, Jaques. Public Administration in Statist France. **Public Administration Review**. Jan./Feb. 1996, v. 56, n.1. p. 67-74.

COSTELLINI, Clara. HOLLANDA, Lavínia. Setor elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. **Informativo Energia FGV Energia**. 31 de março de 2014. Disponível em:
http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13852/setor_eletrico.pdf.
 Acesso em: 23.10.2017.

DIAS, Julien. **Fim da Nova Matriz Economica e a Herança Maldita**. Disponível em:
<http://www.abrapch.org.br/noticias/967/julien-dias-consultor-fim-da-nova-matriz-economica-e-a-heranca-maldita>. Acesso em 22.12.2017.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito Administrativo**. 25. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

DUGUIT, Leon. The Concept of Public Service. **32 Yale Law Journal**. 1923. Disponível em:
<http://digitalcommons.law.yale.edu/ylj/vol32/iss5/1>.

_____. **Las Transformaciones del Derecho Público y Privado**. Granada: Editorial Comares, 2007.

DUTRA, Joísa Campanher. Regulação do Setor Elétrico no Brasil. In: **Regulação no Brasil: uma visão multidisciplinar**. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014.

_____. LANDAU, Elena; SAMPAIO, Patricia Regina Pinheiro. O Estado e a iniciativa privada no setor elétrico: uma análise das duas últimas décadas (1992-2012). In: OLIVEIRA, Gesner; OLIVEIRA FILHO, Luiz Chrysostomo (Org). **Parcerias Público-Privadas: experiências, desafios e propostas**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

_____. SAMPAIO, Patricia Regina Pinheiro. Diagnóstico, desafios e propostas para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. In: **Retomada do crescimento: diagnósticos e**

propostas. Fabio Giambiagi e Mansueto Facundo de Almeida Junior (Orgs.). Rio de Janeiro: Elsevier. 2017.

ENTERRÍA, Eduardo García de; FERNÁNDEZ, Tomás-Ramón. **Curso de Derecho Administrativo. I.** Decimotercera Edición. Editorial Aranzadi: Madrid. 2006.

FAGUNDES, Maria Aparecida de A. P. Seabra. Os novos rumos do direito da eletricidade. **Revista de Direito Administrativo.** Vol. 224, p. 1-29, 2001.

_____. MEDEIROS, Bernardo de. Prorrogar ou não as concessões: eis a questão. **Boletim Araújo e Policastro.** Ano 3, n. 6, agosto de 2011. Disponível em: <http://www.araujopolicastro.com.br/boletimaep/Prorrogar_ou_nao_as_concessoes_-_eis_a_questao.pdf>. Acesso em: 11.10.2017.

FARIAS, Cristiano Chaves de. ROSENVALD, Nelson. **Curso de Direito Civil:** obrigações. Vol. 2. 7. ed. Bahia: Jus Podium. 2013.

FERREIRA FILHO, Manoel Gonçalves. O princípio da legalidade. **Revista da Procuradoria-Geral do Estado de São Paulo**, São Paulo, v. 10, p. 9-20, jun. 1977.

FIGUEIREDO, Lúcia Valle. A equação econômico-financeira do contrato de concessão: aspectos pontuais. **Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico**, Salvador, Instituto Brasileiro de Direito Público, n. 7, ago/set/out de 2006. Disponível em: <<http://direitodoestado.com.br>>. Acesso em: 15.04.2017.

Fostering Investment in Infrastructure: Lessons Learned from OECD Investment Policy Reviews. OECD 2015. p. 20. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/inv/investment-policy/Fostering-Investment-in-Infrastructure.pdf>>. Acesso em: 21.11.2017.

FURTADO, Lucas Rocha. **Curso de Direito Administrativo.** Belo Horizonte: Forum, 2007.

GARCIA, Flávio Amaral. Os monopólios naturais e sua regulação. In: Souto, Marcos Juruena Villela e Marshal, Carla C. (Organizadores). **Direito Empresarial Público.** Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

_____. A imprevisão na previsão e os contratos concessionais. In: **Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno:** a lógica das concessões e parcerias público-privadas. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016.

GARCIA-MORATO, Lucía Lopez de Castro. ORTIZ, Gaspar Ariño. **La Competencia En Sectores Regulados: Regulación Empresarial y Mercado de Empresas**. 2ª Edición. Granada: Comares. 2009.

GIRARDI, Cláudio; PÓVOAS, Rafael Frazão. A recomposição do prazo do contrato de concessão em virtude de ato do poder público. In: **Temas relevantes no direito de energia elétrica**- Tomo III. ROCHA, Fábio Amorim da (Coord.). Rio de Janeiro: Synergia, 2014.

Global Infrastructure Hub. PPP Risk Allocation. Power Transmission. Disponível em: <https://ppp-risk.github.org/risk_category/transmission/>. Acesso em: 16.11.2017.

GORDILLO, Augustin. Tratado de Derecho Administrativo y Obras Selectas, Tomo 8, **Teoría General del Derecho Administrativo**. 1. edición. Buenos Aires: FDA, 2013.

GUASCH, J. Luis. **Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right**. The World Bank: Washington. 2004.

GRAU, Eros Roberto. **A ordem econômica na Constituição de 1988**. 11. ed. São Paulo: Malheiros, 2006.

GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. Teoria dos Serviços Públicos e sua Transformação. In: **Direito Administrativo Econômico**. SUNDFELD, Carlos Ari (Coordenador). São Paulo: Malheiros, 2000.

_____. **A experiência brasileira nas concessões de serviço público**. Disponível em: <https://www4.tce.sp.gov.br/sites/default/files/A-experiencia-brasileira-concessoes-servico-publico-artigo_0.pdf>. Acesso em: 15.04.2017.

GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. **O serviço público e a Constituição Brasileira de 1988**. São Paulo: Malheiros, 2003.

GUERRA, Sérgio. Discrecionalidade, **regulação e reflexividade**: uma nova teoria sobre escolhas administrativas. 3. ed. Belo Horizonte: Forum, 2015.

_____. Regulação estatal sob a ótica da organização administrativa brasileira. In: **Regulação no Brasil**: uma visão multidisciplinar. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2014.

_____. Concessões de serviços públicos: aspectos relevantes sobre o equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno (TIR). In: **Contratos administrativos**,

equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno: a lógica das concessões e parcerias público-privadas. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016.

GUIMARÃES, Fernando Vernalha. O equilíbrio econômico-financeiro nas concessões e PPPs: formação e metodologias para recomposição. In: **Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno:** a Lógica das concessões e parcerias público-privadas. MOREIRA, Egon Bockmann (coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016.

HELM, Dieter. **Infrastructure and infrastructure finance: The role of the government and the private sector in the current world.** EIB Papers. Volume 15. Nº 2. 2010. p. 8-27.

Instituto Acende Brasil (2012). **Leilões no setor elétrico brasileiro:** análises e recomendações. White Paper, n. 7, São Paulo, 52 p.

_____. (2015). **Transmissão:** o elo integrador. White Paper, n.15, São Paulo, 40 p.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria Geral das Concessões de Serviço Público.** São Paulo: Dialética, 2003.

_____. As diversas configurações da concessão de serviço público. **Revista de Direito Público da Economia.** RDPE. Ano 1, n. 1, jan-mar/2003.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Curso de Direito Administrativo.** 11. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015.

KIRCHNER, Carlos Augusto R. A prorrogação de concessões e o interesse público. Publicado no **Valor Econômico** em 12/08/2011. Disponível em: <<http://www.ilumina.org.br/artigo-de-carlos-kirchner-a-prorrogacao-de-concessoes/>>. Acesso em: 11.10.2017.

LANDAU, Elena. Concessões de energia elétrica: prorrogar ou licitar? In: **Regulação jurídica do setor elétrico** – Tomo II. LANDAU, Elena (Coordenadora). Lumen Juris. Rio de Janeiro. 2011.

FILHO, Luiz Chrysostomo (Org). **Parcerias Público-Privadas:** experiências, desafios e propostas. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

LIMA, Ruy Cirne. Pareceres (Direito Público). Porto Alegre Livraria Sulina, 1963, p.122 apud GRAU, Eros. **A ordem econômica na Constituição de 1988**. 11. ed. São Paulo: Malheiros, 2006.

LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher. **Constituição, energia e setor elétrico**. Porto Alegre: Sergio Antonio Fabris. 2009.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo; GAROFANO, Rafael Roque. Notas sobre o conceito de serviço público e suas configurações na atualidade. **Revista de Direito Público de Economia – RDPE**. Belo Horizonte, ano 12, n. 46, p. 63-77, abr/jun 2014.

MARQUES NETO, Floriano de Azevedo. A nova regulação estatal e as agências independentes. **Direito Administrativo Econômico**. Carlos Ari Sundfeld (Org.). São Paulo. Malheiros, 2002.

_____. A nova regulação dos serviços públicos. **IDAF**, n. 12, julho/2002.

_____. Breves considerações sobre o equilíbrio econômico-financeiro nas concessões. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 227, p. 105-109, jan/mar 2002.

MEDAUAR, Odete. **Direito Administrativo Moderno**. 11. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2007.

MEDAUAR, Odete. **O Direito Administrativo em evolução**. 2. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2003.

MELLO, Celso Antonio Bandeira de. **Curso de Direito Administrativo**. 26. ed. São Paulo: Malheiros, 2009.

MIRANDA, Pontes de. **Tratado de Direito Privado**. Tomo XXIV. Campinas: Bookseller, 2003.

MODESTO, Paulo. Reforma do Estado, formas de prestação de serviços ao público e parcerias público-privadas: demarcando as fronteiras dos conceitos de “serviço público”, “serviços de relevância pública” e “serviços de exploração econômica” para as parcerias público-privadas. In: Carlos Ari Sundfeld (Org). **Parcerias Público-Privadas**. 2. ed. São Paulo: Malheiros, 2011.

MOREIRA, Egon Bockmann. Riscos, incertezas e concessões de serviço público. **Revista de Direito Público da Economia – RDPE**, Belo Horizonte, ano 5, n. 20, p. 35-50, out/dez 2007.

_____. Qual o futuro do direito da regulação no Brasil. In: **Direito da Regulação e Políticas Públicas**. Carlos Ari Sundfeld e André Rosilho (Orgs.). São Paulo: Malheiros, 2014.

NATAL, Tatiana Esteves. A divisão de riscos e o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão de serviço público no Estado Regulador. **Revista de Direito da Procuradoria-Geral**, Rio de Janeiro, v. 67, p. 218-249, 2013.

O Custo do Populismo Tarifário. O Estado de S.Paulo, 07 de julho de 2013. Disponível em: <http://opinioao.estadao.com.br/noticias/geral,o-custo-do-populismo-tarifario-imp-1051000> Acesso em 22.12.2017.

OLIVEIRA, Gustavo Justino de. MONTES, Danilo Leal. Prorrogação das concessões de energia elétrica: problemática e soluções. **Revista de Direito Administrativo & Constitucional**. Editora Forum, Belo Horizonte, ano 11, n. 46, p. 75-95, out/dez 2011.

ORTIZ, Gaspar Ariño. **Principios de Derecho Público Económico**: Modelo de Estado, Gestión Pública, Regulación Económica. Tercera Edición. Granada: Comares, 2004.

PAULSEN, Leandro. **Direito Tributário**: Constituição e Código Tributário à luz da doutrina e da jurisprudência. 8. ed. Porto Alegre: Livraria do Advogado: ESMAFE, 2006.

PEREZ, Marcos Augusto. **O risco no contrato de concessão de serviço público**. Belo Horizonte: Forum, 2006.

PIMENTA, Andre; AYRES, Patrus. Serviços de energia elétrica explorados em regime jurídico de direito privado. In: **Direito da energia elétrica no Brasil**. Marcus Faro de Castro e Luiz Gustavo Kaercher Loureiro (Orgs.). Brasília: ANEEL, 2010.

PINHEIRO, Armando Castelar; SADDI, Jairo. **Direito, economia e mercados**. Rio de Janeiro: Campus, 2006.

PORTO, Claudio; FONTES, Adriana. Oportunidades e desafios para um novo ciclo de desenvolvimento do Brasil. In: **Propostas para o Governo 2015/2018**: agenda para um país próspero e produtivo. GIAMBIAGI, Fabio. PORTO, Cláudio. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

PRAÇA, Julio Cesar Guimarães. FURST, Roberto Drumond. A evolução do modelo da transmissão no setor elétrico brasileiro. In: **A gestão do sistema de transmissão no Brasil**. Roberto Gomes (Org.). Rio de Janeiro: FGV, 2012.

Private Participation in Infrastructure (PPI), Jan-June 2017, Half year update. World Bank Group. Public-Private Partnerships. Disponível em: <https://ppi.worldbank.org/~media/GIAWB/PPI/Documents/Global-Notes/PPI2017_HalfYear_Update>. Acesso em: 16.11.2017.

REGIS, Vlândia Viana. **A crise do princípio da legalidade sob a ótica da produção legislativa no setor elétrico brasileiro**: constatações e rumos possíveis. Teoria do Estado Regulador II. GUERRA, Sergio (Org.). Curitiba: Juruá, 2016.

RENNÓ, Marília; SAMPAIO, Patrícia. Transmissão de energia elétrica: apresentação do modelo brasileiro. In: **Regulação jurídica do setor elétrico**. Marcos Jurena Villela Souto (Coord.). Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.

RIBEIRO, Maurício Portugal. O que todo profissional de infraestrutura precisa saber sobre equilíbrio econômico-financeiro de concessões e PPPs (mas os nossos juristas ainda não sabem). In: **Contratos administrativos, equilíbrio econômico-financeiro e a Taxa Interna de Retorno**: a lógica das concessões e parcerias público-privadas. MOREIRA, Egon Bockmann (Coord.). Belo Horizonte: Forum, 2016.

_____. Prado, Lucas Navarro. **Comentários à Lei de PPP – Parceria Público-Privada**: fundamentos econômico-jurídicos. São Paulo: Malheiros, 2007.

ROLIM, Maria João C. Pereira. **Direito econômico da energia elétrica**. Rio de Janeiro: Forense, 2002.

SAMPAIO, Patricia Regina Pinheiro. **Regulação e concorrência**: a atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva. 2013.

_____. A Constituição de 1988 e a disciplina da participação direta do Estado na Ordem Econômica. In: **Regulação jurídica do setor elétrico**. Tomo II. Elena Landau (Coord.). Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.

SALLES, Cláudio J.D. **Populismo Tarifária. Até tu, Brutus?**. O Estado de S. Paulo, 28 de julho de 2013. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20130728_OEstadodeS.pdf Acesso em 22.12.2017.

SCHIRATO, Vitor Rhein. O reajuste tarifário nas concessões de serviços públicos. **Revista de Direito Administrativo e Constitucional**, Belo Horizonte, ano 13, n. 54, p. 149-168, out/dez 2013.

_____. A deterioração do sistema regulatório brasileiro. **Revista de Direito Público da Economia** – RDPE. Belo Horizonte, ano 11, n. 44, p.249-274, out/dez 2013.

SILVA, Almiro do Couto e. **O princípio da legalidade da administração pública e da segurança jurídica no Estado de direito contemporâneo**. RPGE, Porto Alegre, v. 27, n. 57, 11-31, 2004.

SOUTO, Marcos Juruena Villela. **Direito administrativo das concessões**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2004.

_____. **Desestatização, privatização, concessões e terceirizações**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 1997.

SUNDFELD, Carlos Ari. Direito público e regulação no Brasil. In: **Regulação no Brasil: uma visão multidisciplinar**. GUERRA, Sérgio (Org.). Rio de Janeiro: FGV, 2014, p. 132.

TÁCITO, Caio. **Revista de Direito Administrativo**, RDA, nº 203, jan/mar 1996.

TOLMASQUIM, Maurício T.. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; Brasília: EPE, 2011.

VENOSA, Sílvio de Salvo. **Direito Civil: Teoria Geral das Obrigações e Teoria Geral dos Contratos**. Volume II. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

VELLOSO, Raul. FREITAS, Paulo Springer. **O gargalo da modicidade tarifária**. Disponível em: <www.raulvelloso.com.br>. Acesso em: 21.11.2017.

WALD, Arnoldo; MORAES, Luiza Rangel de; WALD, Alexandre de M. **O Direito de Parceria e a Lei de Concessões**. Análise das Leis ns. 8.987/95 e Legislação Subsequente. 2ª Edição. São Paulo: Saraiva, 2004.

WALTEMBERG, David A. M. **O Direito da Energia Elétrica e a ANEEL**. In: **Direito Administrativo Econômico**. SUNDFELD, Carlos Ari (coord). 1. ed. Malheiros. São Paulo. 2006.

World Economic Forum. **Mitigation of Political & Regulatory Risk in Infrastructure Projects: Introduction and Landscape of Risk**. January 2015. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Risk_Mitigation_Report14.pdf. Acesso em 21.12.2017.