

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 033.940/2015-0

Natureza: Desestatização

Unidade: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME)

SUMÁRIO: LEILÃO ANEEL 13/2015. CONCESSÃO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, INCLUINDO CONSTRUÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE INSTALAÇÕES QUE COMPORÃO A REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. ACOMPANHAMENTO. PRIMEIRO ESTÁGIO. APROVAÇÃO. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA PARA ACOMPANHAMENTO DOS DEMAIS ESTÁGIOS.

RELATÓRIO

Cuidam os presentes autos do primeiro estágio de acompanhamento do Leilão Aneel 13/2015, referente a transmissão de energia elétrica. Reproduzo a instrução a seguir, elaborada no âmbito da SeinfraElétrica (peça 31), com aquiescência dos dirigentes da unidade:

“INTRODUÇÃO

1. *Trata-se de acompanhamento do primeiro estágio do Leilão Aneel 13/2015, para a concessão da prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de trinta anos da assinatura dos respectivos contratos, referente à construção, operação e manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações, a serem integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).*
2. *Esse será o maior leilão de transmissão já realizado, envolvendo investimentos totais da ordem de R\$ 23,2 bilhões, pretendendo alcançar a construção de 12.811 Km de linhas de transmissão e 34 subestações de energia em dezessete estados brasileiros com capacidade de transformação total de 19.560 MVA.*
3. *Preliminarmente, convém observar que as licitações para a concessão de empreendimentos de linhas de transmissão de energia elétrica são regidas pelo art. 175 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 10.848/2004, 9.427/1996, 9.074/1995 e 8.987/1995 e, subsidiariamente, pela Lei 8.666/1993.*
4. *No âmbito do Tribunal de Contas da União (TCU), a matéria está disciplinada pela Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento concomitante dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos, realizados em quatro estágios, por meio de análise da documentação remetida pelo poder concedente.*
5. *O primeiro estágio, disciplinado pelo art. 7º, inciso I, da IN 27/1998, refere-se à análise dos atos justificatórios dos empreendimentos de linhas de transmissão e dos estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental (EVTEA).*
6. *Em 4/12/2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em atendimento à mencionada IN, encaminhou a este Tribunal o Ofício 996/2015-SCT/Aneel (peça 1), contendo o ato justificatório dos empreendimentos de transmissão objetos desse leilão, incluindo-se o EVTEA.*
7. *Esse certame contempla 26 lotes, com obras nos estados do Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Pernambuco, Paraíba, Piauí, São*



Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Tocantins.

8. *As características técnicas básicas das instalações são discriminadas na Tabela 1.*

Tabela 1: Lotes do Leilão Aneel 13/2015 de linhas de transmissão

	Empreendimentos	Estado	km	MVA	Invest. R\$ 1.000.000	Data de neces. Planej.	Prazo Execução Edital
A	LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3 C1 e C2, com 2x257 km; LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 C1, com 238 km; LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C1 e C2, com 2x337 km; LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2, com 189 km; LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 C1, com 304 km; SE 500 kV Janaúba 3 - novo pátio de 500 kV e Compensadores Síncronos - 2 x (-90/150) Mvar.	MG/BA	1919	-	3.106	jan/2019	60
B	LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2 C1, com 230 km; LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2 C1, com 221 km; SE 500 kV Arinos 2.	BA/MG/G O	451	-	742	jan/2019	48
C	LT 500 kV Sapeaçu - Poções III C1, com 260 km; LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2 C1 e C2, com 2x338 km; LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6 C1 e C2, com 2x204 km; LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C1 e C2, com 2x161 km; LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul C1, com 132 km; SE 500 kV Mutum; SE 500 kV Padre Paraíso 2; SE 500/230 kV Governador Valadares - (6+1 res.)x200 MVA SE 500/345/138 kV Rio Novo do Sul - 500/345 kV (3+1 Res) x 350 MVA e 345/138 kV (6+1Res) x 133,33 MVA	BA/MG/ES	1798	3050	3.796	jan/2019	60
	LT 500 kV Ibicoara - Poções III, com 165 km; LT 230 kV Poções III - Poções II CD, C1 e C2, 5 km; SE 500/230 kV Poções III - (3+1Res) x 200 MVA;		175	600		jan/2017	

D	LT 500 kV Juazeiro III - Orolândia II C1, com 186 km; LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II C1, com 260 km;	BA	446	-	695	jan/2019	48
E	LT 230 kV João Câmara II - João Câmara III C1 e C2, CD, com 2x10 km; SE 500 kV João Câmara III - 500/230 kV (9+1Res)x300 MVA.	RN	20	2700	295	jan/2019	48
F	LT 500 kV Açu III - Milagres II C2, com 292 km; LT 500 kV Açu III - João Câmara III C2, com 143 km	RN/CE	435	-	702	jan/2019	48
G	LT 500 kV Rio da Éguas - Barreiras II C2; com 259 km; LT 500 kV Barreiras II - Buritirama C1, com 213 km; LT 500 kV Buritirama - Queimada Nova II, C1 e C2, com 2x380 km; LT 500 kV Queimada Nova II - Curral Novo do Piauí II C1, com 109 km; LT 500 kV Queimada Nova II - Milagres II C1, com 322 km; SE 500/230 kV Queimada Nova II - (3+1res.)x200 MVA; SE 500 kV Curral Novo do Piauí II; SE 500 kV Buritirama.	PB/CE/PE PI/BA/GO	1663	600	3.028	jan/2019	60
H	LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista C1 e C2, CS, com 2 x 361 km;	MG/SP	722	-	1.547	jan/2018	60
I	LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, com 307 km; SE 500 kV Fernão Dias - Compensador Estático 500 kV - (- 150/300) Mvar.	SP/RJ	307	-	597	jan/2018	60
J	LT 525kV Campos Novos — Abdon Batista C2 - 40 km; LT 525kV Abdon Batista - Siderópolis 2 CD - 250 km; SE 525/230 kV Siderópolis 2 (Nova) - (6+1) x ATF 224 MVA SE 525 kV Biguaçu - Comp. Estático - (-100/+300 Mvar) (2018) LT 525kV Biguaçu - Siderópolis 2 C1 - 150 km;	RS/SC	462	1344	1.196	menor prazo possível	60

	LT 230kV Siderópolis 2— Forquilha C1 - 20 km; LT 230kV Siderópolis 2 - Siderópolis CD - 1 km						
K	LT 230 kV Torres 2 - Atlântida 2, com 63 km; LT 230 kV Torres 2 - Forquilha, com 70 km; SE 230/69 kV Torres 2 (Nova), 2x83 MVA. SE 230/138/69 kV Tubarão Sul - 1 ATR 230/138 kV x150 MVA e 2 TR 230/69 kV 150 MVA Secc. LT 230 kV Jorge Lacerda - Siderópolis C3 em Tubarão Sul - 2 x 8,5 km	RS/SC	164	616	198	jan/2017 menor prazo possível	48
L	LT 345 kV Bandeirante - Piratininga II C1 e C2, com 15 km cada (subterrânea)	SP	30	-	617	mar/2016	48
M	LT 500kV Miracema - Lajeado, C2, 30km; LT 230kV Lajeado - Palmas, C1 e C2, 60km; SE Lajeado (pátio 500 kV e 2ª Transformação 3 x 320 MVA); SE 230/138kV Palmas - 2 x 200MVA	TO	150	1.360	266	dez/2016	42
N	LT 230kV Ribeiro Gonçalves - Balsas - C2 - 95km	PI/MA	95	-	109	jan/2016	42
	SE 230/69 kV Caxias II - 2x100 MVA;	MA	4	200		mar/2017	
O	SE 230/138kV Onça Puma - pátio novo de 138kV - 2 x 100MVA.	PA	-	200	48	jul/2016	36
P	LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III C1, com 191 km; LT 500 kV Acaraú III - Pecém II C1, com 161 km; LT 500 kV Acaraú III - Tianguá II C1, com 150 km; LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C1 e C2, com 2 x 312 km; SE 500 kV Bacabeira; SE 500/230 kV Parnaíba III - (6+1Res)x200 MVA e Compensador Estático (-150/300) Mvar; SE 500/230 kV Acaraú III - (6+1Res)x250 MVA; SE 500/230 kV Tianguá II - (6+1es)x200 MVA.	PI/CE/MA	1.126	3.900	1.885	jan/2019	48

Q	LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho – C3, com 355 km; CS 475 Mvar no terminal de Paranatinga; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga - C3, com 350 km; CS 430 Mvar no terminal de Paranatinga; LT 500 kV Paranaíta - Cláudia C3, com 300 km.	MT	1.005	-	1.537	jan/2018	60	
	SE 500/138kV Paranaíta - pátio novo 138 kV e Transformação (3+1R)X50MVA		-	150		jan/2016		
R	LT 230kV Paranatinga - Canarana, 262km; SE 230/138kV Canarana - pátio novo em 230kV - (3+1R) x 40 MVA; SE 500/230kV Paranatinga - pátio novo em 230kV - (3+ 1R) x 40MVA	MT	262	240	294	menor prazo possível	48	
S	LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km; LT 345 kV Viana 2 – João Neiva 2, com 79 km; SE 500/345/138 kV João Neiva 2, 500/345 kV (3+1Res) x 350 MVA, (9+1Res) x 133 MVA e Compensador Estático (- 150/+150) Mvar	MG/ES	315	2250	713	jul/2016	60	
T	LT 440 kV Cabreúva - Fernão Dias C1 e C2, CD, com 71 km	SP	142	-	554	jan/2018	60	
	SE 440/138 kV Água Azul - (6+1R)x100MVA		-	600		abr/2017		
	LT 500 kV Campinas - Itatiba C2, com 25,1 km		25,1	-		jan/2019		48
	SE 440 kV Bauru - Compensador Estático 440 kV (-125/250) Mvar		-	-		jan/2020		
U	LT 500 kV Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga C2, com 38 km;	AL/BA/PE	38	-	236	jan/2017	42	
	LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, com 136 km	PB/PE	136	-		jan/2018		
V	SE 500/230 kV Marituba - (3+1R)x300MVA; SE 230/69 kV Marituba - 2X200MVA; LT 500 kV Vila do Conde - Marituba - 56,1 km; LT 230 kV Marituba - Utinga - C3 e C4 - 10,4 km;	PA	135,1	1300	462	dez/2016	60	

	LT 230kV Marituba - Castanhal - 68,6 km.						
W	LT 230 kV Xinguara II - Santana do Araguaia C1/C2, com 270 km; SE 230/138 kV Santana do Araguaia (novo pátio 230 kV) 2x150 MVA.	PA	540	300	312	jan/2018	42
X	SE 500/230 kV Sobral III - Comp. Estático 500 kV (-150/+250 Mvar);	CE	-		162	jan/2016	36
	LT 230 kV Acaraú II - Sobral III C3, com 97 km.		97	-		jan/2018	
Y	LT 230 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, com 36 km	RS	36	-	40	jan/2018	36
Z	SE 230/138 kV São Mateus 2 (nova) - (3+1R)x50MVA LT 230 kV Linhares 2 - São Mateus 2 - 113 km	ES	113	150	111	jan/2016	42
			12.811	19.560	23.248		

Fonte: ANEEL, 2015 – Ato Justificatório – Leilão Aneel 13/2015 (peça 1, item não digitalizável).

9. Destaque-se que os lotes Q e R, do presente certame, já foram a leilão em quatro oportunidades anteriores. Os lotes J, K e M já estiveram presentes em dois leilões anteriormente e os lotes N, S, T, V, X e Z participaram do Leilão 5/2015, mas não tiveram lances.

10. Note-se ainda que, mesmo se houver sucesso na concessão dos empreendimentos, todos os lotes estão com previsão de término de construção, e consequente operação, em data superior à data de necessidade de entrada em operação.

EXAME TÉCNICO

I. Limitações e Escopo de Auditoria

11. Partindo das informações contidas no Ato Justificatório do Leilão (Nota Técnica 0415/2015-SCT/Aneel – peça 27), constatou-se que o certame contempla 26 lotes, com mais de noventa empreendimentos nos estados do Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Pará, Pernambuco, Paraíba, Piauí, São Paulo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Tocantins.

12. Dada a força de trabalho de três auditores, o prazo de sessenta dias para a análise do leilão por este Tribunal, e a magnitude e diversidade do certame, foi necessário restringir o escopo de atuação aos itens que acarretam maior risco ao sucesso do procedimento e à definição da Receita Anual Permita (RAP) teto do certame, a saber: variáveis econômicas (taxa interna de retorno, Beta misto e custo de capital de terceiros) e a precificação dos investimentos.

13. Em relação aos riscos associados ao sucesso do próprio Leilão 13/2015, realizou-se, a partir de fiscalizações anteriores deste Tribunal e de dados atualizados da economia e do setor elétrico, uma análise global e sistêmica da conjuntura atual do subsetor de transmissão de energia elétrica (Tópicos II e III desta instrução).

14. No que tangencia a definição da RAP (Tópico IV), o exame das variáveis econômicas permitiu concluir pelo escopo de todos os empreendimentos do certame, já que tais variáveis foram aplicadas pela Aneel a todo leilão.

15. Em relação aos custos de investimentos, a partir dos dados apresentados pela agência, realizaram-se algumas análises preliminares para prospectar riscos para definição dos lotes a serem avaliados com maior profundidade, a exemplo do cotejamento entre os indicadores de preços alusivos a linhas de transmissão, consistência das cotações de fornecedores providenciadas pela Aneel, entre

outros. Dessa análise foram identificadas incoerências significativas nos valores estimados e utilizados pela Aneel para alguns lotes o que levaram à necessidade de uma análise detalhada de parte dos empreendimentos.

16. Em vista disso, foi necessário restringir o escopo de exame a alguns aspectos identificados na análise de risco, posto que os serviços contemplados em cada lote se apresentam bastante estratificados, envolvendo a execução ou intervenção em mais de trinta subestações, bem como a implantação de cerca de 12.800 km de linhas de transmissão, distribuídas em mais de cinquenta trechos distintos que atingem dezessete estados da federação.

17. Do exame acima, identificou-se que, como o Banco de Preços de Referência da Aneel não possui valores para compensadores estáticos com características semelhantes às dos especificados para comporem sete lotes do leilão em análise, a agência realizou pesquisa de preços junto a fabricantes fornecedores. A Aneel não adotou metodologia uniforme para todos os equipamentos. Também foram encontrados equívocos de cálculos em várias planilhas de custos dos empreendimentos extraídas do Banco de Preços e que passaram por procedimentos de ajuste manual. Esses problemas, acabaram por impedir a adoção de um critério de relevância para análise dos Lotes (Curva ABC dos custos dos investimentos), demandando a realização de inspeção, e de questionamentos por mais de uma vez.

18. Destaca-se, por sua vez, que não foram objeto desse trabalho os aspectos técnicos de formação do Banco de Preços, bem como a verificação da aderência do banco aos valores de mercado.

19. Outra limitação ao exame foi o fato de ter a Aneel, em cumprimento aos ditames da IN 27/1998, encaminhado os documentos do Leilão 13/2016 antes de iniciada a fase de audiência pública. No presente caso, os documentos relativos ao primeiro estágio foram encaminhados ao TCU no dia 4/12/2015 e a audiência pública ocorreu de 16/12/2015 a 15/1/2016. No decorrer da audiência pública, foram feitas modificações significativas nos estudos de onze dos 26 lotes (peça 27, itens não digitalizáveis – E0/DI), o que representou a necessidade de novos questionamentos e retrabalhos.

20. Assim, em virtude da complexidade dos assuntos abordados neste processo, e das alterações corridas durante a análise dos documentos, que demandam constantes interações com o auditado por meio de reuniões técnicas e solicitação de informações, executou-se inspeção na Aneel no período de 6/1/2016 a 22/1/2016, conforme Portarias de Fiscalização 1 (peça 14).

21. Durante esse período, expediram-se ofícios de requisição à Aneel (peça 3 e 21), que a agência respondeu por meio dos Ofício 2/2016-AIN/ANEEL (peça 9) e Ofício 6/2016-AIN/ANEEL (peça 20). O regulador remeteu, ainda, documentos via e-mail, os quais foram solicitados nas reuniões técnicas

22. As constatações decorrentes da inspeção e da análise da documentação enviada estão apresentadas adiante, por tópico, acompanhadas dos encaminhamentos considerados pertinentes.

II. Riscos Associados à Expansão do Sistema de Transmissão

23. O leilão de transmissão em exame, o maior já realizado, é de fundamental importância à adequada expansão do sistema de transmissão brasileiro. São aproximadamente R\$ 23,2 bilhões de investimentos, mais de 12 mil km de redes e 30 subestações necessárias ao escoamento de energia elétrica de usinas eólicas, solares, grandes hidrelétricas (p.e: UHE Teles Pires), aumento da confiabilidade da operação e diminuição da restrição operativa.

24. Vários empreendimentos deste leilão já figuraram em certames anteriores por mais de duas vezes sem serem arrematados. Tal fato, por si só, é sintomático dos problemas que este subsetor do setor elétrico vem passando nos últimos anos para viabilizar a contratação de concessões importantes.

25. As consequências desses insucessos já são conhecidas em certa medida, conforme constatado pelo TCU no âmbito do TC 029.387/2013-2 e do TC 013.099/2014-0. Por um lado, afetam o sistema elétrico como um todo, em seu adequado planejamento e expansão, com reflexos para o custo futuro da energia e possível restrição de fornecimento de energia elétrica. De outro, promove a

penalização direta do consumidor, por meio da conta de energia elétrica, que deverá arcar com os custos da energia disponível e não escoada (a exemplo de alguns parques eólicos na região Nordeste), e com o custo da restrição operativa. Todavia, a despeito das dificuldades de contratação dos leilões últimos de transmissão, conforme será visto mais adiante nesta instrução, o presente leilão, comparado aos leilões anteriores, ocorre em um cenário ainda mais desfavorável do ponto de vista econômico e setorial.

26. *Na esfera econômica, dados oficiais demonstram que o Brasil se encontra em recessão, com redução do PIB da ordem de 3,71% em 2015 (IBGE) e previsão de contração para 2016 de 3,5% (Relatório FMI, 19/1/2016). O decrescimento industrial em 2015 alcançou 7,8% (IBGE). Processo inflacionário acima de dois dígitos (10,72% - IPCA, em 2015) e a taxa de desemprego apresenta-se crescente (IBGE). Recessão econômica somada a inflação e desemprego são fatos que demonstram, na ponta do setor produtivo, o menor apetite dos empreendedores em investir, sobretudo em setores que demandam investimentos vultosos e com longo tempo de maturação, como o de transmissão.*

27. *Além disso, a dívida pública crescente e a queda acentuada da arrecadação (déficit primário de aproximadamente R\$ 120 bilhões, autorização LDO 2015) associados ao rebaixamento da classificação de risco país para grau especulativo pelas principais agências de rating soberano trazem dificuldade adicionais à economia. Um dos reflexos imediatos é o aumento do risco país, a acelerada desvalorização cambial frente ao dólar e a elevação da taxa de juros básica da economia para o patamar de 14,25% ao ano. Na prática, tais fatores acabam por aumentar os riscos do negócio de transmissão, pois este é muito sensível ao risco econômico do país, além do custo dos financiamentos decorrente da elevação da taxa de juros e do dólar (a maioria dos insumos base dos empreendimentos do setor elétrico são sensíveis à moeda estrangeira).*

28. *Do ponto de vista setorial, a situação também é desfavorável. As tarifas de energia subiram em média, em 2015, acima de 50%, segundo o IBGE, ultrapassando os 70% em São Paulo, o que traz grande ônus ao setor produtivo e perda de competitividade nacional. A despeito da redução de consumo observada em 2015 de 1,8% em relação a 2014, a bandeira tarifária continua vermelha, denotando o baixo nível dos reservatórios hídricos e a manutenção de preços elevados da energia.*

29. *A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) suspendeu e atrasou o pagamento das geradoras em razão de judicialização e expedição de liminares em diversos meses de 2015. O déficit de liquidação da CCEE, em setembro, por exemplo, foi de R\$ 3 bilhões, o que eleva a desconfiança do investidor no que tange a estabilidade regulatória no setor elétrico.*

30. *Mais da metade das distribuidoras de energia possuem baixa qualidade na prestação do serviço, com diversos índices em níveis piores aos limites estabelecidos pela Aneel, além de situação financeira precária (TC 003.379/2015-9, peça 60, fls. 7-10), pesando sobre essas o risco do início automático do processo de caducidade dos contratos de concessão recém renovados, o que denota a grande fragilidade das empresas do setor.*

31. *Dificuldades de ordem ambiental, fundiária e indígena impedem a concessão de grandes usinas hidroelétricas (não há grandes concessões desde a UHE Teles Pires em 2011), bem como inviabilizam sua construção com grandes reservatórios de regularização, tornando a expansão do sistema mais cara, poluente e vulnerável a menores períodos de estiagem, dificuldades essas também presentes na transmissão.*

32. *No que diz respeito especificamente a construção de linhas de transmissão, esse Tribunal evidenciou, por meio do Acórdão 2.376/2014 – TCU Plenário, que existem atrasos sistemáticos na entrada em operação dos empreendimentos de linhas de transmissão em relação aos prazos contratados nos leilões. O relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica de 18/12/2015 expedido pela Aneel revelou que 62,32% dos empreendimentos de transmissão em construção no país estão com atraso médio de 502 dias (peça 22, pp. 5-6). Tal fato evidencia dificuldades por parte dos concessionários em gerenciar os riscos relativos à implantação dos empreendimentos, sejam eles de ordem ambiental, fundiária, de projetos, de execução física de obras ou financeira. Os atrasos implicam em grandes prejuízos ao sistema*

elétrico e ao próprio empreendedor.

33. *As incertezas econômicas e do próprio setor elétrico trazem ambiente pouco propício a grandes investimentos privados e a entrada de novos **players**, aumentando sobremaneira o desafio de se realizar leilões com montante tão elevado de investimentos.*

34. *Além disso, o grupo Eletrobras, o maior investidor do setor elétrico, sobretudo na transmissão, vem enfrentando sérias dificuldades financeiras, em especial após a edição da MP 579/2012 e a renovação antecipada de suas concessões, que resultou em queda acentuada de suas receitas. A Tabela 2 evidencia a gravidade do problema das estatais federais, que possuem participação importante no setor de transmissão.*

Tabela 2 – Receita das Estatais Federais (R\$ milhões)

<i>Empresas</i>	<i>Ativos Afetados</i>	<i>Antes da MP 579</i>	<i>Após MP 579</i>	<i>Redução</i>
<i>Chesf</i>	<i>Geração</i>	5.015	1.078	78,5%
	<i>Transmissão</i>	1.438	591	58,9%
	<i>Total</i>	6.453	1668	74,1%
<i>Furnas</i>	<i>Geração</i>	1.627	597	63,3%
	<i>Transmissão</i>	2.247	694	69,1%
	<i>Total</i>	3.874	1.291	66,7%
<i>Eletronorte</i>	<i>Geração</i>	56	18	67,1%
	<i>Transmissão</i>	1.156	308	73,4%
	<i>Total</i>	1.212	326	73,1%
<i>Eletrosul</i>	<i>Transmissão</i>	896	447	50,1%
<i>Eletrobras</i>	<i>Geração</i>	6.698	1.693	74,7%
	<i>Transmissão</i>	5.737	2.040	64,4%
<i>Total</i>		12.435	3.733	70,0%

*Fonte Eletrobras – Proposta Administração 160ª AGE 2012
Valores não atualizados, data base dezembro de 2012*

35. *Como consequência, a Eletrobras acumulou prejuízos líquidos expressivos nos últimos anos. A Tabela 3 evidencia esse fato.*

Tabela 3 – Resultado Líquido Contábil (R\$ bilhões)

<i>Resultado Líquido\Ano</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>
<i>Eletrobras</i>	3,73	-6,88	-6,19	-2,92

*Fontes: Relatórios de Administração e Demonstrações Financeiras 2012, 2013 e 2014
Valores nominais de balanço, não atualizados monetariamente*

36. *As dificuldades da Eletrobras ficam ainda mais evidentes quando se verifica a redução do seu valor de mercado nos últimos anos. O valor de mercado da Eletrobras, em 31/12/2011, era de R\$ 35,16 bilhões; após a MP 579/2012, em 31/12/2012, R\$ 12,9 bilhões; atualmente, em 6/1/2016, apenas R\$ 8,6 bilhões, segundo informações colhidas na BMFBovespa (valores atualizados pelo IPC-A, 12/2015).*

37. *Tal problema é ainda agravado pela ausência de pagamento das indenizações relativas aos ativos não amortizados dessas concessões, que não mais são remunerados pela tarifa recebida pelo grupo. A Aneel já homologou indenizações de R\$ 9 bilhões para Furnas (data base 2012)*

(Comunicado ao Mercado Eletrobras de 15/12/2015) e a área técnica da Aneel avaliou em R\$ 1 bilhão o montante de ativos a serem indenizados à Eletrosul (Comunicado ao Mercado Eletrobras de 12/1/2015), mas ainda avalia o montante relativo a Eletronorte, Chesf e Eletrobras, que somarão outros vários bilhões de reais. Não há qualquer definição, até o momento, sobre quando e como se dará o pagamento.

38. As dificuldades enfrentadas pelo grupo Eletrobras, somada à crise fiscal em curso, dificultando eventuais aportes de capital de seu controlador, a União, torna improvável a participação intensiva das estatais federais nos investimentos bilionários necessários para a expansão do serviço de transmissão a serem colocados em leilão.

39. No caso de empresas estatais estaduais, é cediço que as dificuldades orçamentárias dos estados são da mesma dimensão ou, ainda, maiores que a da União, tornando também improvável a participação de forma significativa de suas estatais na realização desses investimentos. CTEEP, CEEE, Cemig e Copel também possuem perdas decorrentes da renovação antecipada de linhas de transmissão e expressivos valores relativos a indenizações de ativos não amortizados a receber, a exemplo da CTEEP, cujo o montante homologado pela Aneel foi de R\$ 3,9 bilhões (data base 31/12/2012). Esse fato, além de enfraquecer financeiramente importantes investidores públicos e privados, também aumenta a percepção de risco em investimentos em LT, pois revela insegurança no cumprimento da legislação do setor, que determina o pagamento dessas indenizações.

40. Outro problema, ocorrido no âmbito privado, que afeta especificamente o setor de transmissão de energia é a situação econômico-financeira da Abengoa S.A.. Em 26/11/2015 a matriz espanhola teve iniciado pré-concurso de credores. Como consequência, a Abengoa paralisou, no Brasil, obras de linhas de transmissão (LT) em fase de implantação relativas a nove contratos de concessões assinados em leilões realizados de 2012 a 2014, essenciais para o Sistema Elétrico Brasileiro. Destacam-se obras associadas ao escoamento da energia da UHE Belo Monte, aumento de capacidade de intercâmbio para a região sul e nordeste decorrente das novas grandes usinas hidroelétricas, escoamento de energia produzida em parques eólicos já contratados na região Nordeste, entre outros (peça 22).

41. Segundo o relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica de 18/12/2015 da Aneel (peça 22), já se encontram atrasados sete contratos de concessão, envolvendo inúmeras obras cada um, de propriedade da Abengoa. A somatória das RAPs a que a concessionária faria jus com a entrada dos nove empreendimentos ultrapassa a quantia de R\$ 820 milhões e referem-se a investimentos superiores a R\$ 5 bilhões (estimativa de investimento calculada como proporção da RAP).

42. Além desses aspectos, também chama a atenção a redução dos investimentos financiáveis pelo BNDES e o aumento do custo de seu financiamento. Segundo estudos apresentados pela Aneel (peça 8, p. 2), o custo real de financiamento concedido pelo BNDES subiu de 3,76% no início de 2015 para 6,15% no final do mesmo ano, em decorrência do aumento da TJLP de 5,50% para 7% e da remuneração do risco do BNDES que foi de 2,87% para 4,18%. Além disso, o BNDES, em 8/1/2015, alterou a participação máxima do banco em financiamentos para leilões de transmissão de energia elétrica diminuindo de 70% para 50% dos itens financiáveis.

43. Essas alterações, sem se questionarem o mérito e as razões, dificultam ainda mais a obtenção de alavancagem financeira para a realização dos investimentos e tendem a reduzir o número de investidores aptos e interessados a participar dos leilões.

44. Verifica-se, na prática, a redução nos montantes financiados pelo BNDES em favor dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica, conforme se observa na Tabela 4 (peça 29).

Tabela 4 – Financiamentos BNDES Transmissão (R\$ milhões)

Ano	2012	2013	2014	2015*
Contratados	R\$ 4.296,4	R\$ 1.874,6	R\$ 366,9	R\$ 205,0

Fonte: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES Transparente/Consulta as operacoes do BNDES/painel consulta dir](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES%20Transparente/Consulta%20as%20operacoes%20do%20BNDES/painel_consulta_dir)

[etas.html](#)

45. Essa redução ocorreu a despeito do expressivo aumento do montante de investimento contratado nos leilões de transmissão, no decorrer dos anos, tema que será tratado à frente, revelando uma significativa diminuição relativa da participação do BNDES no setor de transmissão.

46. Outro importante mecanismo para permitir a alavancagem de empreendimentos estruturantes com menores custos é a emissão de debêntures incentivadas. A Lei 12.431, de 24 de junho de 2011, em seu art. 2º, criou as debêntures que geram benefícios tributários (isenções no Imposto de Renda Pessoa Física e Jurídica) para investidores e, em contrapartida, os recursos obtidos com as emissões dos papéis são investidos nos setores de infraestrutura, inclusive, na construção de LTs.

47. Esse mecanismo, entretanto, mostrou decréscimo acentuado em 2015 no volume de recursos obtidos, conforme verificado na Tabela 5.

Tabela 5 – Debentures Incentivadas Transmissão – (R\$ milhões)

	2012	2013	2014	2015*
Emitidos	R\$ 248	R\$ 1.024	R\$ 1.050	R\$ 301

Fonte: Boletim Informativo SEAE (Dezembro 2015) (peça 23)

* Até novembro de 2015

48. Por essa razão, pode-se concluir que as emissões de debêntures incentivadas não estão sendo capazes de preencher a lacuna deixada pelo BNDES, nos financiamentos fornecidos, e o volume total proveniente do BNDES e das debentures incentivadas se reduziu consideravelmente em 2015, evidenciando uma maior dificuldade para a obtenção de recursos baratos para alavancagem financeira de projetos em transmissão.

49. A despeito desses problemas, a necessidade de investimentos no setor de transmissão brasileiro tem crescido anualmente. Saiu de pouco mais de R\$ 2,6 bilhões em 2010 para quase R\$ 29 bilhões em 2016 (peça 12).

50. A Tabela 6 revela o montante de investimentos necessários em linhas de transmissão no Brasil e o montante efetivamente contratado, no decorrer dos anos.

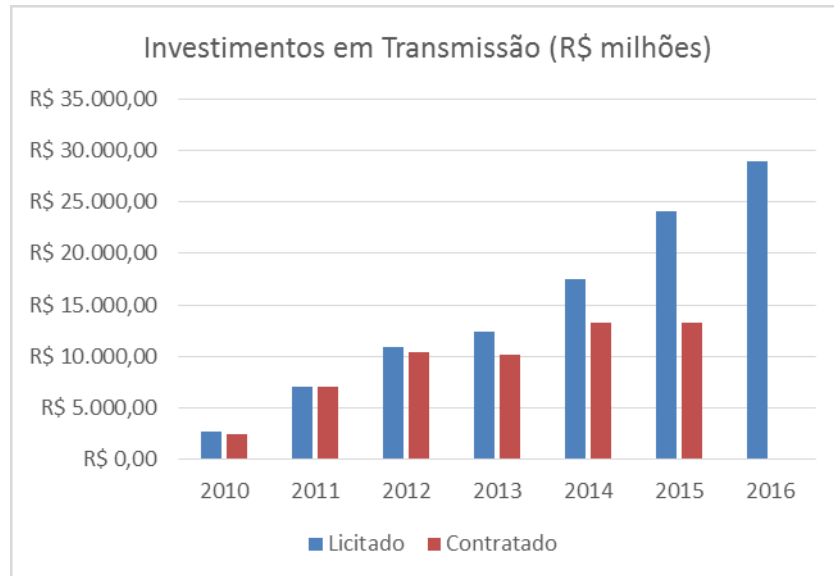
Tabela 6 – Investimentos em Transmissão (R\$ Milhões)

Anos	Licitado	Contratado	Percentual
2010	R\$ 2.661,08	R\$ 2.474,93	93,00%
2011	R\$ 7.052,23	R\$ 7.029,93	99,68%
2012	R\$ 10.969,08	R\$ 10.465,40	95,41%
2013	R\$ 12.351,84	R\$ 10.200,65	82,58%
2014	R\$ 17.462,60	R\$ 13.338,62	76,38%
2015	R\$ 24.106,05	R\$ 13.278,02	55,08%
2016*	R\$ 28.989,60		

Valores atualizados pelo IPCA, data base 7/2015

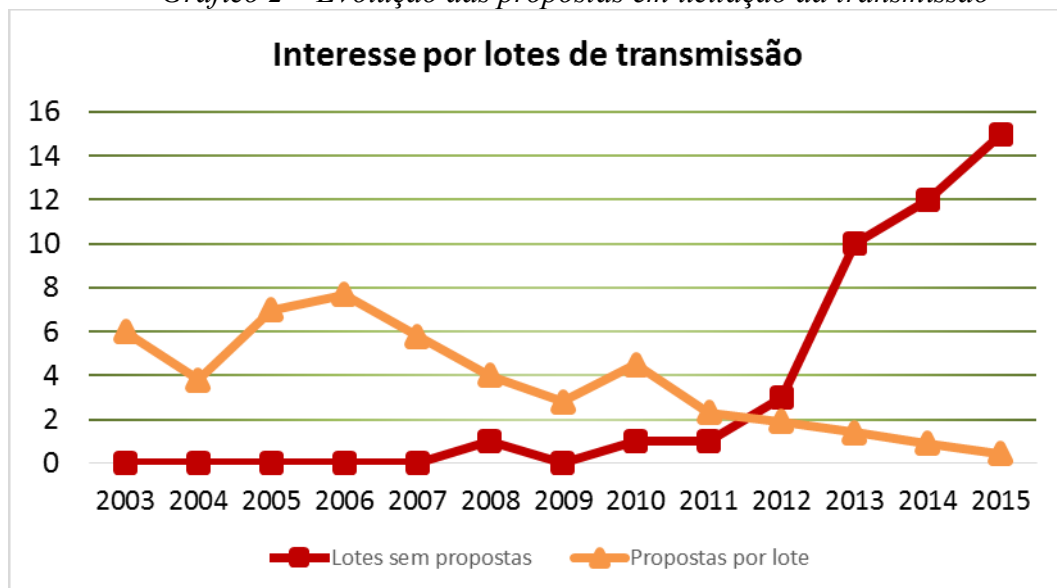
* Deflacionado pelo IPCA, 6%

Gráfico 1 – Evolução do Montante de Investimentos Leiloados



51. O crescente número de lotes não contratados nos leilões de transmissão, conforme descrito no Gráfico 1, gera um passivo preocupante em termos de operação e de investimentos necessários a serem realizados. Onze dos 26 lotes participantes do presente leilão, totalizando aproximadamente R\$ 5,6 bilhões de investimentos, são lotes que já participaram em leilões anteriores, pelo menos uma vez, sem que houvesse interessados. O Leilão 05/2015-Aneel, último de linhas de transmissão realizado em 2015, ofertou doze lotes, mas houve lances em apenas quatro deles. O Gráfico 2 revela a gradual diminuição da média de propostas por cada lote ofertado em leilão e o aumento do número de lotes sem interessados, até o ano de 2015 (peça 30).

Gráfico 2 – Evolução das propostas em licitação da transmissão



Fonte: Nota Técnica 27/2015-SEM-SCT-SGT/Aneel, 5/2/2015, até 2014
 Dados de 2015 coletados no site da BMFBovespa

52. Foram ofertados em leilão, em 2015, 24 lotes de transmissão, apenas onze foram licitados. Dos onze lotes contratados, oito tiveram um único lance e os outros três lotes contaram com a participação de apenas dois licitantes, revelando pouca ou nenhuma competição.

III. Do provável insucesso da contração da necessidade de investimentos em LT em 2016

53. Do ponto de vista econômico, o setor de transmissão está diante de uma nova situação de oferta e procura por investimentos, podendo não existir um nível de retorno que satisfaça o nível de necessidade de investimento.

54. Pode-se presumir que a curva de necessidade de investimentos– a qual representa a

necessidade de expansão do sistema de transmissão e reflete o número de empreendimentos ofertados em leilões anualmente – é relativamente inelástica em relação ao nível de rentabilidade oferecido por esses investimentos. Isto é, mesmo que se aumente a rentabilidade para a construção de novos empreendimentos e, portanto, o custo para o sistema, pouco se modifica o nível de necessidade da construção da nova linha de transmissão. Isso porque o prejuízo para o sistema de não se realizar uma obra necessária de interligação é bastante elevado se comparado com os custos construtivos e operativos dessa obra. Em última instância, o sistema elétrico pode ter que remunerar geradoras sem que sua energia seja disponibilizada para o sistema por ausência de rede de transmissão, causando aumento de tarifa e maior probabilidade de desabastecimento elétrico, o que torna fundamental a viabilização da construção de certas linhas de transmissão, mesmo a custos maiores.

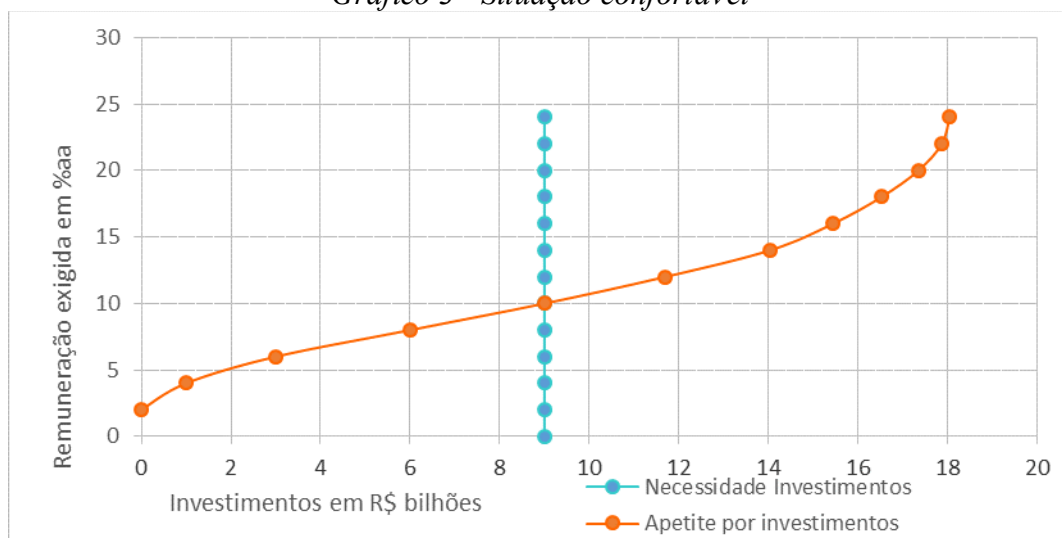
55. Ainda que o planejamento leve em consideração o custo de construção das instalações elétricas, consideraremos como inelástica a curva de necessidade de investimentos, dado que a análise objetiva focar no ponto de vista da agência que recebe a relação de instalações elétricas a serem licitadas por parte do MME, não tendo competência para decidir sobre a não licitação dessas instalações.

56. Pelo lado da demanda, é plausível presumir que a curva de apetite de investimentos tenha uma parte elástica em relação a retornos, sensível a variação da remuneração, e outra parte inelástica. A parte elástica diz respeito ao aumento do número de investidores e do montante que aceitariam investir dada uma remuneração maior. Isso ocorreria em razão do maior interesse de players do próprio setor que estariam dispostos a assumir riscos maiores, graças ao aumento da remuneração, bem como de novos entrantes que optariam pela troca de setores menos lucrativos por esse mais rentável.

57. A parte inelástica da curva de apetite de investimentos diz respeito à inexistência de capital disponível adicional, por limitações de escala, à possibilidade de existência de barreiras a entrantes a partir de certos patamares, aos estrangulamentos na oferta de insumos, à ausência de liquidez no mercado de capitais, ao excesso de risco, entre outras razões. A parte mais vertical da curva implica em que mesmo se oferecendo rentabilidades maiores, não haverá aumentos significativos das contrações dos investimentos.

58. O Gráfico 3 ilustra situação aonde há equilíbrio entre o nível de necessidade de investimentos, linha azul (oferta de lotes em leilões), e o nível de apetite por esses investimentos ofertados, linha vermelha (interesse de investidores), dada a remuneração oferecida, segundo as características de cada curva. Esse Gráfico poderia representar a situação existente no setor de transmissão até 2012.

Gráfico 3 - Situação confortável



Números fictícios para ilustração do problema

59. Caso o nível de remuneração máxima estabelecida para os empreendimentos no leilão

seja igual a 10% ao ano, ponto de equilíbrio, haveria a contratação dos R\$ 9 bilhões de investimentos, o que corresponde ao ponto aonde as curvas de necessidade e apetite por investimentos se cruzam, no Gráfico 3.

60. Muito importante o regulador estabelecer o nível de remuneração adequado para a contratação do montante desejado de investimentos com modicidade tarifária. O estabelecimento em patamares longe do ponto de equilíbrio pode trazer a não contratação do montante necessário de investimentos ou a contratação a preços mais elevados.

61. Caso a remuneração estabelecida seja de 5%, haverá a contratação de apenas R\$ 2 bilhões de investimentos, dada a curva de apetite por investimentos do Gráfico 3, não alcançando, portanto, o nível de necessidade de investimentos, de R\$ 9 bilhões.

62. Por outro lado, caso a agência estabeleça a remuneração acima do ponto de equilíbrio (10% no Gráfico 3), duas possibilidades poderiam ocorrer: a) havendo concorrência no leilão, a remuneração do investidor seria reduzida em lances sucessivos até o ponto de equilíbrio de 10%, garantindo com isso a modicidade tarifária; b) não existindo concorrência, haverá um único lance e os lotes serão arrematados no preço teto ofertado e o usuário de energia arcará com elevado custo para a construção e a operação dessas instalações, com prejuízo da modicidade tarifária.

63. O elevado número de lances por lotes, a inexistência de lotes não contratados, salvo exceções, e os elevados deságios verificados até 2012 davam bom indício de que a situação existente era a descrita no item 'a' do parágrafo acima.

64. A situação atual, todavia, se mostra, conforme demonstrado no Título II, 'Riscos Associados à Expansão do Sistema de Transmissão', diametralmente diferente da existente até 2012.

65. A atual situação econômica e setorial traz incertezas para a realização de investimentos no país, em especial, os que possuem elevados montantes e longos prazos para maturação e início de retorno, como é o caso de investimentos em grandes projetos de infraestrutura, no qual se incluem os de concessões de linhas de transmissão.

66. A diminuição de investidores habituais, como estatais e alguns grandes grupos privados que perderam condição econômica de realizar investimentos, trazem mais dificuldades para a viabilização da expansão no setor.

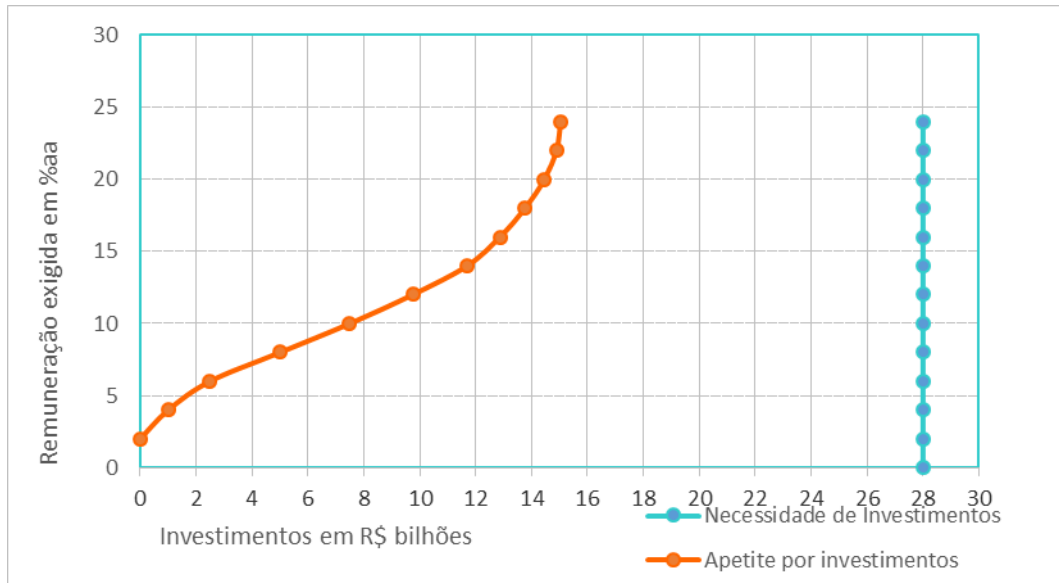
67. Acrescentem-se a esse quadro a diminuição das possibilidades de obtenção de financiamentos a custos baixos, com a elevação de spreads e diminuição do percentual financiável pelo BNDES; e a constatação da redução drástica do número e do valor dos contratos de financiamento assinados por empreendedores para emissão de debêntures incentivadas e empréstimos junto ao BNDES no último ano.

68. A consequência prática desses fatores é o aumento da inclinação e o deslocamento para cima da curva por apetite por investimentos. Isso quer dizer que atualmente é necessária mais rentabilidade para a realização de menos investimentos, ante o aumento de riscos e a diminuição de investidores.

69. Pelo lado da oferta, o aumento expressivo da necessidade de novos investimentos para expansão da transmissão, de cerca de R\$ 2,7 bilhões em 2010 para R\$ 30 bilhões em 2016 (Tabela 6), desloca para a direita a curva de necessidade de investimentos.

70. Com base nesses pressupostos é possível construir novo gráfico ilustrativo – Gráfico 4 – que pode representar a situação encontrada após 2012 e principalmente a de 2016.

Gráfico 4 – Situação de desequilíbrio entre necessidade e apetite de investimentos



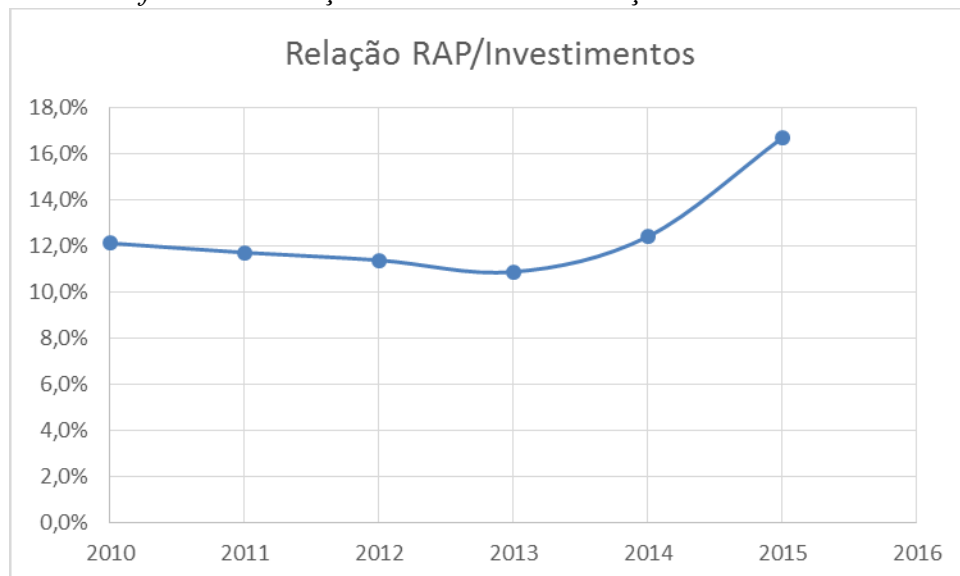
Números fictícios para ilustração do problema

71. O Gráfico 4 ilustra situação em que, embora a elevação da remuneração do investidor aumente em alguma medida o investimento contratado, o aumento da remuneração não é capaz de atender à total necessidade de investimentos.

72. Há evidências de que a situação atual brasileira no setor esteja efetivamente correspondendo à situação ilustrada no Gráfico 4. Nota-se que os investimentos contratados de 2012 a 2015 expandiram de R\$ 10,4 bilhões para R\$ 13,2 bilhões, ocorrendo, entretanto, regressão de 2014 a 2015 de R\$ 50 milhões, a despeito do aumento acentuado da necessidade de investimentos (Tabela 6).

73. Essa piora se deu a despeito do aumento da remuneração dos investimentos. A relação RAP/Investimentos era em 2013 de 11,4% e em 2015 subiu para 16,7% (Peça 12).

Gráfico 5 – Evolução do Retorno em Relação ao Investimento



74. Note-se que, embora haja aumento estimado de 47% na taxa de remuneração total do investidor de 2012 a 2015, o percentual de investimentos necessários não contratados saiu de 4,59% para 44,92%, nesses anos.

75. Notável ainda a decrescente competição por empreendimentos no setor de transmissão. A média de lances por lotes saiu de mais de quatro, em 2010, para menos de 0,6%, em 2015, conforme já explicitado no Gráfico 2.

76. Dada a piora no cenário de 2016, com previsão de redução do PIB de 3,5%, e o

agravamento da crise, é provável haver contratação de investimentos em patamares inferiores aos praticados em 2015, o que implicaria em mais de 50% de desatendimento da necessidade de expansão, mesmo com o aumento do retorno do investidor.

77. *Acrescente-se ainda outro dado preocupante: o prazo de necessidade para a entrada em operação de todas as instalações elétricas integrantes deste leilão, inclusive as nunca licitadas, não estão compatibilizadas com o prazo de construção e as datas para início de operação previstas no edital. Isso implica que já existem efetivos prejuízos para o sistema elétrico nacional mesmo na hipótese de sucesso absoluto do leilão, com a licitação de todos os lotes, em momento tão desfavorável, e de construção no tempo previsto, a despeito dos elevados índices de atrasos verificados até então.*

78. *Tais fatos demandam do Poder Concedente a adoção de medidas prementes para a mitigação e correção desse problema.*

79. *Dados esses fatos relatados e os riscos associados, fizeram parte do escopo desse acompanhamento, além dos parâmetros já normalmente fiscalizados dos EVTEAs, as seguintes questões:*

- *Quais as medidas adotadas pelo MME e pela Aneel para possibilitar o sucesso do presente leilão, haja vista a conjuntura econômica adversa?*
- *Quais as medidas adotadas pela Aneel especificamente para viabilizar a outorga dos lotes que já participaram de leilões anteriores, sem que houvesse interessados?*
- *Quais as razões do descasamento entre os prazos de necessidades das instalações elétricas a serem licitadas e os prazos para construção e operação previstos no edital?*
- *Quais as consequências para o setor elétrico da não entrada em operação das instalações elétricas do presente leilão no prazo de necessidade estabelecido?*

80. *Essas questões são tratadas nos tópicos que se seguem.*

IV. Questões Especiais

Medidas adotadas pelo MME e Aneel para o sucesso do leilão

81. *Visando avaliar as medidas adotadas pelo MME e pela Aneel para possibilitar o sucesso do presente leilão, haja vista o inédito volume de investimentos necessários e a atual conjuntura econômica, foram encaminhados Ofícios ao MME (Ofício 0007/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 7/1/2016 – peça 7) e à Aneel (Ofício 0002/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 – peça 3 e Ofício 002B/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 12/1/2016 – peça 21).*

82. *Em sua resposta, o MME informou que a frustração da contratação de parte dos empreendimentos em leilões de transmissão realizados recentemente está associada à percepção de aumento dos riscos em determinados projetos e a escassez de recursos financeiros no mercado, o que tem influenciado a baixa competição nos certames. Para mitigar tais problemas, o Ministério tem realizado reuniões com a EPE, ONS e Aneel, com objetivo de tornar mais atrativos, não somente os lotes não contratados nos leilões anteriores, mas todos os empreendimentos que estão planejados para serem licitados neste ano de 2016.*

83. *O MME deu destaque às seguintes ações: (i) análise e detalhamento dos estudos dos empreendimentos; (ii) antecipação dos processos de licenciamento socioambiental por meio de emissão de Termos de Referência para realização de estudos socioambientais, quando necessário; (iii) apresentação de relatório de custos fundiários, para projetos de subestações em áreas urbanas; e (iv) reorganização dos lotes, agrupando projetos por região geoeletrica e por atratividade.*

84. *Adicionalmente, o Ministério afirmou estar realizando uma série de reuniões com empreendedores e investidores para prospectar a disposição do mercado em investir nos próximos leilões e, eventualmente, assumir contratos de empreendimentos de transmissão paralisados em função de crise econômica de alguns agentes.*

85. *Por fim, o MME deu conhecimento que o Excelentíssimo Senhor Ministro Eduardo Braga, em parceria com os dirigentes máximos dos principais órgãos de governança do setor elétrico, tem realizado **road show** em diversos países com o objetivo de atrair novos investidores para os leilões de*

transmissão.

86. Quanto à Aneel, o assunto foi abordado em reuniões realizadas com a equipe técnica da Aneel (14/12/2015 e 6/1/2016). Após apontar vários aspectos técnicos e econômicos que vigoram no setor elétrico com grande influência no resultado dos leilões, a agência salientou que detêm apenas a RAP e a distribuição de risco como ferramentas para melhorar a atratividade dos empreendimentos de transmissão.

87. O modelo adotado pela ANEEL para as concessões de transmissão de energia elétrica considera a gestão socioambiental e fundiária como de responsabilidade do concessionário, estabelecido em contrato de concessão e com reflexo nos prazos pactuados entre a transmissora e o Poder Concedente para implantação das obras, bem como operação e manutenção durante o período de concessão.

88. Assim, considerando a ocorrência de atrasos substanciais na implantação de empreendimentos de transmissão em decorrência de dificuldades no licenciamento ambiental e na liberação fundiária (Vide Relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica – dezembro 2015 – SFE/Aneel, peça 22), a Aneel buscou ampliar os prazos de implantação das obras. Além disso, procurou reduzir, para o empreendedor, os riscos destes eventos. Dessa feita, vem implantando mecanismos contratuais de repartição dos riscos socioambientais de forma que o próprio Poder Concedente passou a assumir aqueles para o quais possui, em princípio, melhor capacidade de gerenciamento.

89. Como exemplo, cita-se a cláusula contratual que trata das prerrogativas da transmissora que prevê possibilidade de renegociação nos casos de descoberta de materiais ou objetos de interesse geológico ou arqueológico nas áreas necessárias à implantação das instalações. Esta cláusula prevê ainda que o descumprimento dos marcos intermediários do cronograma de construção motivados por fatos relacionados ao processo de licenciamento ambiental ou decorrentes de embargos administrativos ou judiciais não imputáveis à transmissora poderá ocasionar revisão dos prazos contratuais.

90. Especificamente para o Leilão 13/2015, uma das medidas foi o acréscimo nos prazos para a realização das obras dos empreendimentos, em comparação com certames anteriores.

91. Questionada sobre os critérios considerados na definição dos prazos a agência esclareceu que para os empreendimentos com prazos de 42, 48 e 60 meses, considerou o prazo legal máximo para licenciamento o previsto na Resolução CONAMA 237/1997 para obtenção da Licença de Instalação (LI), de 24 meses, adicionado ao prazo médio de emissão de termo de referência e de elaboração de EIA/RIMA de 12 meses. Para a execução dos empreendimentos, considerou o prazo de 24 meses para os empreendimentos de grande porte ou com grande dificuldade de liberação fundiária/ambiental e de 12 a 18 meses para os empreendimentos de médio porte ou de moderada dificuldade de liberação fundiária/ambiental.

92. Já para os empreendimentos com prazo de 36 meses, a Aneel considerou como elevada a possibilidade de obtenção da Licença de Instalação (LI) por meio de Relatório Ambiental Simplificado (RAS) ou com baixo impacto sócio ambiental, estimando-se assim prazo de até 22 meses, para linhas de transmissão curtas, ampliação de subestações ou novas subestações isoladas em lote. Quanto ao prazo de implementação desses empreendimentos, considerados de pequeno porte e com pouca dificuldade fundiária (em específico para linhas de transmissão), estimou em até 14 meses.

93. Considera-se, ante a conjuntura atual, o complexo processo de licenciamento e liberação das áreas afetadas para implantação de obras de transmissão e a incapacidade do Poder Concedente de adotar medidas capazes de sanar interferências que possam provocar o atraso dessas obras, que os prazos de entrada em operação mais extensos definidos pela Aneel podem, efetivamente, ser indutores de incremento na atratividade dos empreendimentos.

94. A ampliação dos prazos de implantação das instalações provoca o aumento da RAP teto de leilão pelo deferimento das receitas no fluxo de caixa e diminuem a possibilidade de descumprimento e sanções contratuais decorrentes da não entrada em operação na data avençada,

reduzindo os riscos para o empreendedor. Além disso, caso o empreendimento seja implantado em tempo menor, haveria a antecipação de receitas, desde que vencido o prazo de necessidade das instalações.

95. Outra medida que visa mitigar riscos foi a inclusão, na Minuta do Contrato de Concessão de cláusula específica, de detalhamento dos riscos de responsabilidade exclusiva da transmissora e dos de responsabilidade compartilhada entre a concessionária e os usuários (Cláusula Décima Sexta – Riscos do Negócio, peça 27 – itens não digitalizáveis). Como destaque, o atraso, não imputável à transmissora, que ultrapasse o estabelecido na legislação para o órgão onde tramitar o processo de licenciamento será devolvido à concessionária, dilatando-se o termo final do contrato em igual tempo.

96. A minuta traz, também, detalhamento dos eventos de caso fortuito ou força maior, de forma a aumentar a segurança do empreendedor. Caso ocorram eventos dessas naturezas, o concessionário não responderá pelas consequências do não adimplemento de obrigações contratuais durante o período de ocorrência e na proporção dos seus efeitos.

97. Por fim, destacam-se ainda mudanças metodológicas na mensuração do **valuation** do negócio e precificação da RAP teto de leilão. Registra-se o aumento da taxa interna de retorno, decorrente da diminuição da alavancagem financeira e da introdução do Beta Misto no cálculo do custo de capital próprio, pretendendo melhor refletir a realidade com efeitos no aumento da RAP teto de leilão.

98. Entendem-se, como importantes, as alterações realizadas e tendentes a melhorar a atratividade dos leilões. Mesmo assim, tais medidas se mostram insuficientes para o devido equacionamento do problema. Vislumbram-se diversos pontos que deverão ser atacados pelo Poder Concedente e que serão devidamente evidenciados ao longo dessa instrução.

99. Registra-se que, embora a Aneel e o MME tenham sob sua tutela variáveis relevantes que influenciam no nível de contratação dos investimentos em transmissão, outras variáveis estão fora de suas áreas de atuação.

Medidas adotadas pela Aneel para viabilizar a outorga de lotes já leiloados, sem que houvesse interessados

100. O Leilão 13/2015 é constituído de 26 lotes, dos quais os lotes A, B, C, D, E, F, G, H, I, P e Y são empreendimentos inéditos e estão sendo encaminhados pela primeira vez para licitação. Os demais lotes já foram, no todo ou em parte, licitados em outros processos licitatórios.

101. A Nota Técnica 0415/2015-SCT/Aneel, de 3/12/2015 (peça 27) detalha os certames nos quais cada lote (ou parte) foi contemplado. Por sua vez, a tabela de detalhamento dos lotes integrantes de leilões anteriores, elaborada pela equipe de auditoria, apresenta os lotes já contemplados em outros leilões com indicação dos leilões anteriores dos quais fizeram parte, a situação atual dos lotes para o leilão em curso, bem como aspectos técnicos e riscos detectados em cada lote.

102. O caso mais crítico refere-se aos Lotes Q e R, cujas instalações visam ao transporte de energia oriunda das usinas hidrelétricas do rio Teles Pires. As instalações e as linhas de transmissão que compõem os Lotes Q e R compuseram o Lote C do Edital do Leilão 4/2014-ANEEL, e os Lotes B e C, nos Leilões 1/2015 e 5/2015. Essas instalações estão incorporadas no planejamento da expansão do setor desde 2004. Destaca-se que as instalações do Lote R estiveram presentes também no Leilão 1/2014, igualmente sem interessados.

103. Segundo a referida Nota Técnica, não houve qualquer alteração quanto aos empreendimentos que compõem esses lotes, tendo sido, para o Leilão 5/2015, feita a atualização dos preços e a aplicação dos critérios para a determinação da RAP utilizados naquele certame. As planilhas encaminhadas para esse Leilão 13/2015 trazem esses empreendimentos nos Lotes Q e R com igual valor de investimento e de RAP quando comparadas com o Leilão 5/2015.

104. As modificações de prazo de execução – aumentado de 36 meses (leilões de 2014) para 52 meses – contempladas Leilão 5/2015, realizado em 18/11/2015, para os Lotes Q e R, não foram suficientes para viabilizar a concessão. No presente leilão o prazo para entrada em operação do lote

Q foi ampliado para 60 meses e o do lote R reduzido para 48 meses.

105. *Não foi informado qualquer procedimento especial adotado pela agência para estudar as causas da ausência de interesse em lotes que participaram de diversos leilões, nem a adoção de medidas corretivas especiais.*

Razões para o descasamento entre necessidade das instalações e prazos construtivos de edital

106. *Visando compreender as razões que levaram ao descasamento entre a data de necessidade das instalações para o SIN e os prazos contratuais previstos no Edital 13/2015, tratados anteriormente, foi encaminhado à EPE (Ofício 004/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 – peça 4), além dos encaminhados ao MME (Ofício 0007/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 7/1/2016 – peça 7) e à Aneel (Ofício 0002/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 – peça 3 e Ofício 002B/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 12/1/2016 – peça 21).*

107. *O MME destacou (peça 17) que o crescente aumento da complexidade no processo de licenciamento socioambiental, associado à introdução de diferentes órgãos intervenientes e à exigência de anuências municipais ao longo do traçado das linhas de transmissão, somados à difícil negociação fundiária ao longo da faixa de servidão administrativa dos empreendimentos motivaram a necessidade da ANEEL aumentar o prazo para entrada em operação comercial das instalações que se encontram em processo de licitação. Esse aumento de prazo, associado aos resultados não exitosos dos leilões acabaram por aumentar a diferença entre as datas de necessidade e de entrada em operação das instalações.*

108. *Para aprimorar os estudos, o Ministério informou que, sob supervisão da Secretaria-Executiva – SE/MME e coordenação da Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME, deste Ministério, foi criado um Grupo de Trabalho, com a participação de representantes da SPE/MME, do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, da ANEEL e da EPE, objetivando uma avaliação estrutural do processo de licitação até a entrada em operação comercial dos empreendimentos de energia elétrica.*

109. *Por sua vez, ao tratar da questão, a Aneel (peça 9) registrou que o estabelecimento das datas de necessidade dos empreendimentos é responsabilidade do Poder Concedente, cabendo à agência prever prazos considerados factíveis para a implantação dos empreendimentos de transmissão, num cenário de grandes dificuldades no licenciamento socioambiental.*

110. *Por fim, a EPE (peça 13) apresentou uma síntese do processo de planejamento das obras de transmissão, destacando que as obras indicadas para compor a expansão desse sistema emergem do planejamento setorial a cargo da EPE e se iniciam com a elaboração do Relatório RI.*

111. *Salienta, ainda, que a data de emissão do RI é a oportunidade em que se reconhece a necessidade das instalações para o SIN, estando na maioria das vezes ajustada à prática dos prazos de execução das respectivas obras, prazos estes que incluem o processo licitatório e de licenciamento.*

112. *A EPE, no entanto, reconhece que tem havido crescente dificuldade no cumprimento desses prazos em virtude de diversos fatores, com destaque para a evolução dos sistemas com geração de energias renováveis localizados em regiões distantes dos principais centros consumidores, a complexidade do licenciamento ambiental e as condições globais e domésticas adversas que levaram a escassez e ao encarecimento do capital de investimento e financiamento e, também, ao estreitamento do mercado de investidores.*

113. *Importa destacar que a EPE defende que o enfrentamento da situação não pode se resumir à simples antecipação do processo de planejamento. Aponta que a antecipação amplia a incerteza nos estudos de planejamento, podendo acarretar investimentos desnecessários ou inadequados.*

114. *Das respostas apresentadas, percebe-se que o descasamento entre os prazos de necessidade e os previstos em edital decorreu de duas razões:*

- a) a ocorrência de empreendimentos não leiloados em certames licitatórios anteriores;*
- b) as crescentes dificuldades enfrentadas pelos concessionários (obtenção de licenciamento ambiental e regularização fundiária) para implantação de empreendimentos de transmissão, que resultou na dilação dos prazos definidos por edital, pela Aneel, de implantação dos empreendimentos, nos últimos leilões, sem a correspondente antecipação do planejamento de responsabilidade do MME,*

EPE e ONS.

Consequências decorrentes da não entrada em operação das instalações elétricas no prazo de necessidade

115. *Os ofícios encaminhados à EPE (Ofício 4/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 – peça 4) e ao MME (Ofício 7/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 7/1/2016 – peça 7) questionaram também acerca das consequências de um possível atraso na entrada em operação das instalações contempladas no Leilão 13/2016.*

116. *A EPE (peça 13) apresentou quadro contendo todas as obras que compõem o Leilão 13/2015, listando a data indicada como necessária para sua integração ao sistema e as principais consequências de eventuais atrasos.*

117. *O Ministério encaminhou por meio do Ofício 015/2016-SE-MME, de 22/01/2016 (peça 26), quadro, elaborado a partir das informações da EPE, contendo a visão do Ministério sobre o tema.*

118. *Importa destacar que o MME registrou que as datas apontadas pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE nos relatórios RI consideram quando o Sistema Interligado Nacional necessita dessas instalações, dentro de um cenário de mercado planejado – revisto ano a ano. Assim, diferentes cenários de mercado podem alterar a data de necessidade recomendada pelo planejamento setorial.*

119. *Adicionalmente, registrou que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE avalia permanentemente as condições de oferta e demanda, e poderá deliberar por ações preventivas que assegurem o suprimento de energia à sociedade brasileira. Destacou que, caso necessário, o ONS poderá, por meio do CMSE, adotar medidas operativas para provimento de recursos eletroenergéticos adicionais ao SIN.*

120. *Numa avaliação expedita das informações trazidas pela EPE e pelo MME, observa-se que um possível atraso nos cronogramas dos Lotes A, B, C, e G traria prejuízos para a capacidade de intercâmbio energético entre as regiões Nordeste e Sudeste, considerando o potencial eólico contratado e a contratar da região.*

121. *Já um possível atraso nos empreendimentos dos Lotes H, I e T podem representar restrições de despacho na UHE Belo Monte e de intercâmbio entre as regiões Norte-Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com possibilidade de limitações no escoamento de energia com consequências para o Sistema Elétrico Brasileiro. Igual problema recai sobre o Lote Q (quatro participações em Leilões, sem haver interessados) cujas instalações são imprescindíveis para o escoamento da energia gerada nas usinas da bacia do Rio Teles Pires.*

122. *Na visão do MME, apenas os Lotes F e P não tem consequências associadas ao suprimento elétrico de cargas ou o escoamento de geração contratada. Já para a EPE, haveria redução nas margens para contratação de empreendimentos de geração nos estados do Rio Grande do Norte, Maranhão, Piauí e Ceará.*

123. *Chama a atenção a criticidade das instalações contempladas no Lote T. A ausência da LT 500 kV Campinas-Itatiba C2, cuja data de necessidade é outubro de 2017, poderá trazer restrição de até 3.000 MW na interligação Sul/Sudeste. Já a ausência da LT 440 kV Cabreúva-Fernão Dias C1/C2, cuja data de necessidade é janeiro de 2018, poderá trazer restrição no despacho de Belo Monte e limitações no intercâmbio entre as regiões N/NE e SE/CO.*

124. *Por fim, por se tratar de um número muito grande de empreendimentos, nas várias regiões do país, possíveis atrasos de cronograma trarão danos regionalizados ou gerais para todo o SIN, relativos tanto aos aspectos do suprimento quanto de segurança.*

Conclusões acerca dos Tópicos II, III e IV

125. *De início, três fatos merecem destaque: o extraordinário volume de investimentos necessários em cenário pouco propício; onze lotes já estiveram presentes em leilões anteriores sem que houvesse interessados; e todos os lotes estão com os prazos de necessidade de entrada em operação incompatíveis com os prazos definidos no edital para a entrada em funcionamento das instalações elétricas.*

126. *Em relação ao cenário desfavorável, registra-se instabilidade econômica e setorial que impactam diretamente nos riscos e na atratividade da realização de investimentos de grande montante no Brasil e no setor de transmissão de energia.*

127. *Além disso, **players** tradicionalmente de grande atuação no setor de transmissão encontram-se em dificuldades econômico/financeiras, a exemplo das estatais do Grupo Eletrobras, estatais estaduais e certas multinacionais privadas, o que reduz a já insuficiente capacidade de investimento no setor.*

128. *Registra-se, ainda, a diminuição expressiva dos contratos assinados pelo BNDES, bem como o aumento do custo e a maior restrição das linhas de financiamento oferecidas por este banco de fomento. As debentures incentivadas também sofreram redução acentuada no volume de emissões concedidas para o setor de transmissão em 2015, revelando cenário de menor oferta de capitais de terceiros para a lavancagem de investimentos no setor.*

129. *A despeito dos problemas relativos à demanda por investimentos, a necessidade de expansão do setor de transmissão sofreu crescimento acentuado, saindo de R\$ 2,6 bilhões (atualizados pelo IPCA 7/2015) para quase R\$ 29 bilhões em 2016.*

130. *Em paralelo, verifica-se a partir de 2012 o aumento do número de lotes vazios nos leilões e a diminuição da concorrência por lotes, sendo o ápice o último leilão de 2015 (Leilão 5/2015-Aneel) que ofertou doze lotes, tendo oito sem interessados e uma única proposta nos lotes arrematados.*

131. *As presentes circunstâncias revelam elevado risco de insucesso na contratação de investimentos em linhas de transmissão em 2016 e em especial do Leilão 13/2015-Aneel.*

132. *São graves as consequências da não expansão do setor de transmissão, que pode resultar em limitações na transferência de energia entre submercados, sobrecarga de linhas existentes, diminuição de redundâncias e deficiência no escoamento de certos empreendimentos de geração, com consequentes aumento do custo da energia, risco maior de apagões e diminuição da segurança energética.*

133. *Considerando os diversos problemas relatados, entende-se pertinente a adoção de medidas corretivas e mitigadoras relacionadas tanto à realização do Leilão 13/2015 como ao planejamento da expansão do setor elétrico com o objetivo de mitigar os custos do sistema, inclusive, os decorrentes da, eventual, impossibilidade de contratação de todos os investimentos tidos como necessários para a adequada expansão do sistema de transmissão, conforme o planejado pelo MME.*

134. *Uma primeira medida fundamental para adequação futura do problema refere-se ao planejamento da expansão da geração. Ocorre que a expansão da transmissão está diretamente relacionada e é em grande parte consequência da expansão da geração.*

135. *O planejamento da expansão de geração deve considerar não somente os custos diretos das diversas fontes, como também os custos indiretos para a disponibilização dessa energia aos mercados consumidores e as condições mercadológicas/econômicas que podem influir nos investimentos que viabilizam essas expansões.*

136. *O aumento elevado nas necessidades de investimento na expansão do sistema de transmissão, que saiu de pouco mais de R\$ 2,5 bilhões em 2010 para quase R\$ 30 bilhões em 2016 combinado com o número crescente e expressivo de lotes sem interessados, é indicio de que o processo de planejamento da expansão da geração não considerou variáveis mercadológicas e econômicas que pudessem limitar a expansão do sistema de transmissão.*

137. *Caso essas variáveis sejam adequadamente consideradas, pode ser que proporção maior das escolhas para a expansão da geração estejam associadas a empreendimentos mais próximos dos centros consumidores, menos dependentes de um longo sistema de transmissão, a exemplo da geração distribuída.*

138. *Dessa forma, recomenda-se ao MME e à EPE que considere no planejamento da expansão do sistema de geração elétrica as limitações mercadológicas/econômicas inerentes à expansão da rede de transmissão.*

139. *No médio prazo, medida mitigadora essencial é a realização de priorização de instalações*

elétricas de transmissão para a licitação. Dada a limitação da capacidade de contratação de novos investimentos, situada provavelmente entre R\$ 10 bilhões a R\$ 15 bilhões ao ano, torna-se necessário oferecer em leilões, ao longo de 2016 e até que se modifique essa limitação, um cardápio menor de opções de lotes para a concessão, em acordo com critério de custo de não implantação das instalações de transmissão.

140. Isso porque caso seja oferecido em leilão os R\$ 29 bilhões inicialmente planejados para 2016, o investidor privado destinará seus recursos para os empreendimentos que entender mais lucrativos e de menor risco. Essa escolha privada pode não coincidir com os empreendimentos mais necessários para o sistema.

141. Por isso, é necessário limitar a oferta à demanda dos investimentos, priorizando aqueles mais relevantes e urgentes para o sistema elétrico, que implicariam em maiores custos ou riscos para a segurança energética, caso não implantados.

142. Dessa forma, é pertinente recomendar ao MME, com o apoio da EPE, Aneel e do ONS, que adeque a oferta de empreendimentos de transmissão em leilões às limitações mercadológicas/econômicas, estabelecendo, como critério de escolha, a urgência e a relevância dessas instalações para o sistema.

143. Essa recomendação deve alcançar também o Leilão 13/2015-Aneel que possui 26 lotes e investimentos previstos superiores a R\$ 23 bilhões de reais.

144. Por isso, propõe-se recomendar ao MME e à Aneel que reavaliem o Leilão 13/2015-Aneel, ante as possíveis restrições mercadológicas/econômicas, e considerem tais restrições na definição do quantitativo e da conformação de lotes e investimentos a serem ofertados, considerando critérios de urgência e relevância dessas instalações para o sistema.

145. Em relação ao descasamento entre os prazos de implantação das instalações de transmissão e os prazos para entrada em operação, a EPE tem razão ao afirmar que a melhor solução seria tornar o prazo para implantação menor. Efetivamente, os prazos normais de implantação de certos tipos de empreendimentos de transmissão, para um concessionário eficiente, estão alcançando cinco anos, na avaliação da Aneel.

146. Prazos tão largos exigem que o planejamento do sistema elétrico seja feito com seis a sete anos de antecedência para permitir a organização de leilões, inclusão dos empreendimentos, licitação e outorga da concessão, tendo ainda pequena margem de segurança. O planejamento, entretanto, quando realizado com antecedência de tantos anos, perde precisão, podendo ocasionar desperdícios por sub ou superdimensionamento do sistema de transmissão, decorrentes de fatores pouco previsíveis em intervalo de tempo tão dilatado, como por exemplo variáveis macroeconômicas e climáticas, que afetam diretamente a oferta e a demanda de energia e, conseqüentemente, na necessidade da expansão do sistema elétrico.

147. Reduzir os prazos de instalação, contudo, perpassa por questões estruturais, burocráticas e sociais brasileiras de difícil e demorado tratamento. O licenciamento ambiental e a regularização fundiária, hoje grandes responsáveis pela maior demora, segundo a Aneel, estão no centro das discussões do setor e envolvem interesses diversos e de difícil conciliação. Embora se entenda que o aumento da eficiência seja a melhor solução, não se vislumbra, no curto prazo, medidas que possam proporcionar mudanças significativas nesse prazo.

148. Resta, portanto, que os órgãos responsáveis pelo planejamento do setor, MME, EPE e ONS, se coordenem com a Aneel para compatibilizar os prazos de necessidade das instalações com os prazos máximos para implantação definidos no edital.

149. Por essa razão, recomenda-se ao MME, em coordenação com a EPE, o ONS e a Aneel, que antecipe o planejamento da expansão do setor de transmissão de forma a compatibilizar os prazos de implantação verificados com as datas de necessidade de entrada em operação das instalações elétricas.

150. Outro problema a ser enfrentado decorre da existência de lotes que já foram ofertados em vários leilões, sem que houvesse interessados. Como exemplo, os lotes Q e R deste leilão estão sendo

ofertados pela quinta vez e estão incluídos no planejamento da expansão desde 2004. O lote Q responde por investimentos da ordem de R\$ 1,6 bilhões e objetiva a interligação da energia gerada na bacia do rio Teles Pires.

151. A despeito da gravidade da situação, a Aneel não informou quaisquer providências especiais com o objetivo de identificar as razões da falta de interesse nesses lotes, nem ações adotadas para torná-los mais atrativos.

152. O regulador deve buscar junto aos investidores informações relativas à existência de situações atípicas, nesses lotes, que podem estar elevando os riscos ou os custos de implantação. Com esse conhecimento, tomar as providências necessárias para mitigação dos riscos ou aumento da RAP teto de leilão, adequando o retorno ao maior risco ou custo.

153. Nesse sentido, pode haver situações específicas nesses lotes que justifiquem o cálculo da RAP teto, por meio de variáveis distintas das adotadas como regra geral. O custo de capital próprio, por exemplo, se for o caso, poderia ser calculado, quando necessário e justificável no caso concreto, com a inclusão de uma parcela adicional de risco.

154. Dessa forma, recomenda-se à Aneel que realize estudos específicos relacionados aos empreendimentos que sucessivamente não tiveram interessados em leilões anteriores, para identificar riscos ou custos do caso concreto, não precificados no cálculo da RAP teto, e atue no sentido de mitigá-los ou ajustar a RAP teto de forma a tornar atrativos esses empreendimentos.

155. Outras questões relevantes merecem destaque:

- a substancial diminuição dos empréstimos concedidos pelo BNDES nos anos de 2014 e 2015, bem como o excessivo tempo entre a adjudicação do contrato de concessão e a assinatura de contrato de financiamento (conforme será abordado no tópico adiante) revelam entraves que afetam o nível de interesse dos investidores;

- a ausência de definição de prazos e quantias para o pagamento de indenizações dos ativos não amortizados das concessões renovadas ou mesmo relicitadas retiram a condição de investimento de importantes players do setor de transmissão;

- atrasos sistemáticos na entrada em operação de instalações de transmissão revelam dificuldades enfrentadas pelos concessionários no gerenciamento de riscos de implantação, em especial os ambientais e fundiários;

- os prejuízos bilionários e consecutivos das empresas do Grupo Eletrobras que perderam condição de investimento.

156. Essas questões, no entanto, não serão objeto de qualquer proposta, no momento, pois exigem aprofundamento maior, não compatível com os objetivos do presente acompanhamento. Serão levadas em consideração, em conjunto com outros temas de grande relevância para o setor elétrico, por ocasião da definição do planejamento das atividades da SeinfraElétrica, para a realização de trabalhos de fiscalização específicos, de modo a se obter um maior entendimento das causas e identificação de possíveis soluções.

157. Nesse contexto, cabe registrar que está em curso o TC 030.656/2015-0, autorizado por meio do Acórdão 2.565/2014 – Plenário, por meio do qual o TCU examinará, dentre outros, questões que têm afetado o volume e o ritmo do investimento nos três segmentos do setor elétrico no País (geração, transmissão e distribuição).

V. Precificação da RAP teto de leilão

158. O certame licitatório para a concessão dos lotes ocorrerá na forma de leilão reverso e terá como critério objetivo para a definição do proponente vencedor a menor Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é a receita anual, resultante da oferta vencedora da licitação, a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão. Esse valor é integralmente repassado para a tarifa de energia e pago pelos usuários.

159. Destaca-se que a RAP teto de leilão é calculada a partir da simulação de um concessionário eficiente por meio de um fluxo de caixa construído com base nas entradas (RAP) e

saídas de caixa (projetos, obras civis, compra de equipamentos, custos de operação e manutenção, de obtenção de licenciamento ambiental, de regularização fundiária, entre outros) ao longo do tempo da concessão, dada uma taxa interna de retorno adequada para esse tipo de empreendimento.

Taxa Interna de Retorno

160. A taxa interna de retorno é definida pelo método **Weighted Average Cost of Capital (WACC)**. Tal método calcula essa taxa com base na ponderação dos custos de capital próprio e de terceiros na proporção de sua participação no capital do empreendimento. O percentual de participação e custo do capital de terceiros foram calculados segundo os parâmetros de financiamento do BNDES. O custo de capital próprio foi determinado com base na metodologia do **Capital Asset Pricing Model (CAPM)**.

161. Essas metodologias são descritas na Nota Técnica (NT) 27/2015-SRM-SCT-SGT/ANEEL, 5/2/2015 (peça 24), e seus valores foram atualizados para o presente leilão. O WACC do presente leilão foi de aproximadamente 8,30%, tendo pequenas variações de lote para lote, dependendo do percentual de itens não financiáveis.

162. A Tabela 7 mostra a evolução das principais variáveis definidoras da taxa interna de retorno ao longo do tempo.

Tabela 7 – Variáveis determinantes do WACC

	Leilão 13/2015	Leilão 4/2014	Leilão 7/2012	Leilão 6/2010
WACC real	8,30%	6,64%	5,00%	6,00%
Alavancagem	27%	60%	63,55%	63,55%
CAPM (KP) real	10,2%	10,5%	9,37%	10,17%
BNDES (KT) real	6,15%	3,31%	3,78%	5,48%

163. Ocorre que a referida NT 27/2015, em razão da redução de interesse dos proponentes nos leilões de LTs, reavaliou a metodologia para o cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros, além dos critérios para aferição da estrutura de capital.

164. A análise dessas alterações ocorreu no âmbito do TC 005.865/2015-8 (peça 29, pp. 2-7), que analisou o Leilão 7/2015-Aneel, 2º Bipolo Belo Monte, e foi objeto do item 9.2.3 do Acórdão 1293/2015 - Plenário.

‘Acórdão 1.293/2015 – Plenário

9.2. determinar à Aneel que:

(...)

165. 9.2.3. realize estudos técnicos com vistas a reavaliar a formulação do **Capital Asset Pricing Model (CAPM)**, especificamente quanto à variável Beta, bem como a estrutura do capital, ambos utilizados no modelo de precificação da RAP, encaminhando ao Tribunal, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, os resultados obtidos, acompanhados de toda a fundamentação teórica que os embasou;’

166. A Aneel, em cumprimento ao supracitado dispositivo, apresentou a Nota Técnica 164/2015-SEM-ANEEL (peça 25). Apresenta-se a seguir análise sobre o modelo proposto pela Aneel.

Beta Misto (CAPM)

167. Para a melhor compreensão da questão, transcreve-se a seguir a parte introdutória da instrução (TC 005.865/2015-8) que resultou na deliberação do item 9.2.3 do Acórdão 1.293/2015 – Plenário, sobre o Beta.

‘22. O modelo **CAPM** utilizado pela Aneel consiste da seguinte fórmula:

$$Kp(i) = Rf + \beta a(i) \times (PRM) + Rp$$

Onde:

$Kp(i)$ – Custo do capital próprio para o ano i

Rf – Taxa livre de risco em dólar

$\beta a(i)$ – Beta alavancado para estrutura de capital do projeto para o ano i

PRM – Prêmio de risco de mercado

Rp – Prêmio de risco país

23. O modelo **CAPM** clássico é amplamente utilizado no universo de finanças corporativas para determinação da taxa mínima de retorno em investimentos de risco. A teoria por trás do **CAPM** pressupõe que quanto maior o risco do negócio maior deverá ser o retorno esperado para atrair capital.

24. A variável Beta do modelo consiste em uma medida de volatilidade de uma ação ou um grupo de ações no mercado de capitais em relação à volatilidade de mercado. Quanto maior sua oscilação, maior o risco do negócio e conseqüentemente maior a remuneração necessária de atratividade.

25. A premissa para se entender a variável Beta é considerar que todo portfólio de ações possui dois tipos de riscos associados a ele: o risco diversificável, ou não sistemático, e o risco não diversificável, ou sistemático. O risco não sistemático pode ser reduzido ou eliminado por meio de técnicas estatísticas de diversificação de portfólios. O risco sistemático, representado pelo Beta, ao contrário, nunca poderá ser eliminado, independentemente do nível e qualidade da diversificação do portfólio de ativos.

26. Na Teoria de Carteiras na literatura de finanças, o risco sistemático de uma ação representa sua incerteza associada ao tipo de mercado em que a empresa atua. Assim, uma empresa do setor elétrico, por exemplo, apresenta riscos associados ao mercado de energia elétrica que são distintos dos riscos sistemáticos de uma empresa do setor de turismo ou construção civil. Em outras palavras, o risco sistemático é o 'risco do negócio'.

27. No cálculo desse risco do negócio, quando o valor do Beta de uma ação ou grupo de ações se situa entre 0 e 1, temos um ativo defensivo, que possui oscilações inferiores àquelas do mercado, que são definidas por carteiras de ativos representativos deste, como o índice IBOVESPA na bolsa de valores brasileira e o índice S&P 500 na bolsa de valores americana. Assim, por exemplo, um ativo de Beta defensivo no valor de 0,4 irá se valorizar em 2% quando o IBOVESPA valoriza 5%.

28. As empresas com ações de Beta defensivo, portanto, são aquelas em que o mercado enxerga que seus fundamentos não estão sujeitos a variações de mesma grandeza do mercado como um todo, estando, assim, menos sujeitas às oscilações macroeconômicas. Nos momentos de forte alta da bolsa de valores, a euforia é menor para esses ativos, já nos momentos de recessão, como o que enfrentamos nesse momento, a desvalorização é menor. O setor elétrico é um exemplo de mercado que historicamente, em média, sempre apresentou Beta defensivo, por ser um setor altamente regulado, com receitas fortemente previsíveis e demanda cativa. No modelo da Aneel, o Beta do setor elétrico desalavancado é calculado em 0,4316.

29. Já quando o valor do Beta é maior que 1, temos um ativo agressivo, que possui oscilações superiores à média da volatilidade de mercado. Empresas de Beta agressivo são aquelas que apresentam valorizações muitas vezes astronômicas em momentos macroeconômicos favoráveis, mas que em compensação se desvalorizam com grande intensidade em momentos desfavoráveis. O setor de construção civil brasileiro é um exemplo de mercado com essas características, uma vez que apresenta muitas incertezas intrínsecas a sua atuação, tanto de demanda como de custos.

30. O modelo da Aneel inovou ao considerar no cálculo do **CAPM** um Beta agressivo de construção civil (1,02) durante o período da construção da linha de transmissão, sendo que o Beta defensivo do setor elétrico só é considerado no período de operação, conforme a Figura 1 abaixo:

[...]

31. Para calcular o Beta do setor de construção, a Aneel usou como parâmetro uma lista de sete empresas americanas de construção pesada do índice **Dow Jones Heavy Construction**.

32. A justificativa da Aneel para a inovação é a de que 'os riscos incorridos pelo concessionário durante a construção da linha de transmissão são significativamente superiores aos riscos durante o período de operação' (peça 19, p. 10). Como no período de construção da linha os gastos incorridos consistem em investimentos em obras de grande magnitude, para a Aneel, é como se

nesse período uma concessionária de linha de transmissão fosse uma empresa de construção civil.’

168. Com relação à variável Beta utilizada no modelo do Leilão Aneel 7/2015, o TCU considerou a solução adotada pelo regulador tecnicamente incongruente com as premissas teóricas do modelo **CAPM**, haja vista que o Beta representa o risco sistêmico de um setor econômico, não admitindo a utilização de valores distintos para um mesmo empreendimento. Uma concessionária do segmento de transmissão de energia elétrica, mesmo em fase de implantação da infraestrutura, não se compara a empresas de construção civil pesada, como equivocadamente adotado para a precificação da RAP do certame.

169. Não obstante, a Aneel pontua que os riscos relacionados à fase de construção dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica devem ser precificados, de forma a garantir sua atratividade, tendo em vista a grande incidência de atrasos tanto na fase de licenciamento ambiental quanto na fase de execução da obra, com impactos financeiros negativos para o empreendedor.

170. A agência demonstra que, se por um lado, o segmento de transmissão nacional está em constante expansão, com crescimento de mais de 31% da rede atual no período de 2005 a 2015, a expansão decenal verificada entre 2000 e 2010 nos Estados Unidos (EUA) foi inferior a 3,1% da rede atual daquele país.

171. Isso significa que o segmento de transmissão americano, ao contrário do brasileiro, possui um percentual de obras (expansão) pouco significativo em relação ao todo, tendo como atividade predominante a operação e manutenção de instalações já construídas.

172. Dessa forma, a importação exclusiva do Beta do setor elétrico americano não traduziria fielmente a realidade das empresas brasileiras, as quais, segundo a Aneel, assumem todos os riscos relacionados à fase construtiva dos sistemas de transmissão diferentemente das empresas americanas.

173. Embora sejam procedentes as conclusões da Aneel, dadas as diferenças entre o estágio de consolidação da malha de transmissão brasileira e da americana, tendo em vista os diferentes níveis de expansão anual, o modelo de Beta misto utilizado pelo regulador é inconsistente do ponto de vista metodológico.

174. Inicialmente, faz-se necessário esclarecer que os riscos existentes na fase de implementação dos empreendimentos de transmissão não se resumem a riscos relacionados a questões construtivas. Como reconhecido pela própria Aneel, os fatores que mais oneram o empreendedor são riscos associados ao sistema, como atrasos no processo de licenciamento ambiental e questões fundiárias, os quais não necessariamente se refletem no setor de transmissão americano da mesma forma e com a mesma intensidade que no Brasil.

175. Esses riscos podem ter tratamentos específicos, como de fato vêm ocorrendo, como a dilatação dos prazos contratuais para a entrada em operação dos empreendimentos e a majoração de custos, para melhor adequação das reais dificuldades para a obtenção de licenciamentos ambientais e regularização fundiária nos EVTEAs, com reflexo positivo na RAP teto. Logo, esses riscos não justificariam a inclusão de um Beta diferenciado no período de implantação do empreendimento, já que teriam tratamento adequado em outras variáveis do EVTEA.

176. Especificamente sobre o aspecto construtivo, por mais que empresas americanas de construção pesada possuam alguns empreendimentos no setor de transmissão, é equivocado utilizar esse referencial nos leilões de transmissão brasileiros, pois (i) o portfólio de investimentos dessas empresas é muito mais amplo e abrange outros setores da construção, (ii) o seu porte, traduzido no faturamento com contratos de construção, é substancialmente maior e (iii) suas atividades possuem natureza e riscos distintos das empresas de transmissão brasileiras.

177. Em relação ao portfólio e à abrangência de atuação das empresas americanas relacionadas pela Aneel (que fazem parte do **cluster** de empresas de construção que definem o Beta ora atacado), verificou-se em consulta aos sítios das construtoras que, com exceção da empresa QUANTA SERVICES INC, as demais têm, em verdade, como atividade principal a construção de empreendimentos **offshore/onshore** de exploração de petróleo e gás, industriais (plantas petroquímicas), de infraestrutura de exploração mineral e de infraestrutura civil (rodovias, pontes,

hidrovias, hidrelétricas, etc). Constatou-se que as atividades no ramo de transmissão/distribuição dessas empresas têm baixa relevância em proporção a outros negócios por elas assumidos, conforme dados constantes da Tabela 8.

Tabela 8 – Tipos de Projetos Empresas Paradigma Construção Pesada

EMPRESA	Total de projetos no portfólio (offshore, onshore, infraestrutura civil, mineração e outros)	Total de projetos em transmissão/distribuição
FLUOR CORP (www.fluor.com)	351	3
KBR INC (www.kbr.com)	182	0
AECOM Technology Corp (www.aecom.com)	187	7
QUANTA SERVICES INC (www.quantaservice.com)	57	39
JACOBS ENGINEERING GROUP INC* (www.jacobs.com)	-	-
TOTAL	777	49

* A JACOBS ENGINEERING GROUP INC não apresenta em seu sítio ou em seus relatórios anuais os números de projetos em cada área. Contudo, no portfólio exemplificativo (galeria dos principais projetos e projetos emblemáticos) da empresa (<http://www.jacobs.com/seeourresults/clientstories/index.aspx#ProjectGallery>) constam apenas empreendimentos da área de petróleo e gás, indústria petroquímica, mineração e infraestrutura civil. Assim, embora o rol de projetos da empresa seja exemplificativo, o que não afasta a possibilidade de sua atuação no ramo de distribuição/transmissão, é razoável concluir que o negócio principal da JACOBS está centrado em grandes empreendimentos de infraestrutura civil, obras **offshore/onshore** e mineração.

178. Da tabela acima, conclui-se que, a partir do que foi possível quantificar como projetos concluídos e em andamento, apenas 49 de 777 projetos são referentes a empreendimentos e serviços na área de distribuição/transmissão (apenas 6% do total). Assim, embora os dados constantes desse levantamento possam não agregar os empreendimentos futuros, já que se referem à carteira dos projetos conclusos ou em implantação, os números em si demonstram que o grande negócio do cluster de empresas acima não é transmissão/distribuição de energia elétrica.

179. No que diz respeito ao porte das empresas, traduzidas substancialmente nas receitas com contratos de construção de obras no mundo, as empresas do mercado americano ora em discussão são players de porte relevantíssimo no cenário mundial. Conforme levantamento realizado no sítio http://www.enr.com/toplists/2015_Top_400_ContractorsI, a FLUOR, AECOM, JACOBS e KBR são, respectivamente, 2º, 7º, 10º e 12º maiores empresas em faturamento com contratos de construção dos EUA e 15º, 49º, 61º e 64º do mundo. Para se ter ideia comparativa, as únicas empresas de construção do Brasil que figuram no ranking em comento são a Odebrecht, Andrade Gutierrez e Camargo Corrêa, que ocupam respectivamente as posições de 22º, 87º, 116º e nenhuma das três possuem participação relevante na construção de linhas de transmissão no Brasil.

180. A título exemplificativo, cita-se levantamento realizado por esta Secretaria em empreendimentos em implantação em que empresas do grupo Eletrobrás (principal empresa do setor elétrico brasileiro) atuam como empreendedoras, no qual constatou-se que as empresas contratadas para a execução das obras de transmissão (peça 28) não estão sequer no rol das 50 maiores empresas de construção do país em termos de receita bruta, em 2014, segundo dados da Câmara Brasileira da Indústria da Construção (<http://www.cbicdados.com.br/menu/empresas-de-construcao/maiores-empresas-de-construcao>).

181. Ou seja, em termos de receita as empresas de construção do setor de transmissão brasileiro figuram longe das maiores empresas brasileiras de construção, e, portanto, ainda mais

distante das empresas do mercado americano relacionadas pela Aneel.

182. *No que concerne à complexidade e riscos associados ao negócio fim dessas empresas, é de se ponderar que o setor de construção no qual atuam as empresas de referência americanas em análise tem como atividade principal a implantação de grandes empreendimentos que demandam obras de grande envergadura, envolvendo especificidades e riscos intrínsecos à construção de obras em alto mar (offshore) e grandes obras de terra (escavações, túneis, barragens, contenções, fundações especiais, etc) e superestruturas de concreto e aço (usinas hidrelétricas, portos, pontes, etc).*

183. *Na essência, essas obras demandam conhecimento técnico e gerencial muito especializado, equipamentos de construção pesados e especiais, suprimentos customizados e, muitas vezes, únicos, uma vez que envolvem elevados riscos de projeto (riscos de solução, riscos de escopo, etc), riscos de execução (riscos de gestão e planejamento, riscos geológicos/geotécnicos, etc) e riscos de suprimentos relevantes (riscos de performance, dado a customização dos equipamentos, dentre outros).*

184. *Na outra mão, não se pode caracterizar as obras necessárias à implantação de novos empreendimentos de transmissão como obras de natureza extremamente complexa como as destacadas acima. As obras de transmissão rotineiras têm componente de risco de projeto, fornecimento, execução e gerenciamento substancialmente diminutos em relação aos empreendimentos retromencionados, senão vejamos:*

a) riscos associados ao projeto de obras de transmissão:

i. riscos relacionados à definição de soluções diminutos face à padronização e maturidade do mercado de fornecedores de equipamentos de potência, não ensejando, via de regra, soluções únicas, complexas e inéditas;

ii. riscos relacionados ao traçado de linhas de transmissão diminutos em relação à variável geológica/geotécnica, vez que, embora possa-se ter condições geotécnicas adversas e não previstas, as fundações triviais da construção civil comum se apresentam, via de regra, adequadas para linhas de transmissão em decorrência do peso (carga) não destoante das estruturas usuais da construção civil;

b) riscos associados ao fornecimento:

i. os equipamentos de potência (parte mais relevante na construção de subestações) são, via de regra, de especificações padronizadas, fornecidos por empresas especialistas do setor;

ii. estruturas de torres e cabos para linha de transmissão: são insumos padronizados e de fácil especificação para aquisição no mercado;

c) quanto aos riscos associados à construção:

i. abertura de vias de acesso e limpeza/destocamento de áreas de servidão e terraplenagem de áreas relativamente pequenas, cujas atividades são de rotina em obras comuns;

ii. construção de fundações, via de regra, triviais na construção civil (estacas escavadas, estacas cravadas, tubulões, etc);

iii. montagem de torres de aço e lançamento de cabos, atividades essas que não demandam equipamentos especiais/complexos ou mão de obra altamente especializada.

d) riscos associados ao gerenciamento da obra;

i. o planejamento de uma obra de transmissão não se demonstra altamente complexo, especializado, com vários caminhos críticos. Naturalmente, define-se a composição de equipes e as frentes de ataque em função do prazo de execução. Em caso de atrasos de linhas de transmissão, é razoavelmente gerenciável o ajuste do cronograma com o reforço de equipes e frentes de serviço adicionais, vez que a atividade mais crítica para o cronograma (construção das torres) é independente;

ii. são poucos os insumos relevantes de controle em obras de transmissão: em linha de transmissão os insumos básicos e relevantes são estrutura de aço, cabos e isoladores; em subestações são os equipamentos de potência e seus sobressalentes (transformadores; disjuntores, etc) que são entregues, via de regra, completos e instalados pela empresa fornecedora.

185. *Da digressão acima, sem querer esgotar o tema, já se pode ter uma percepção bastante clara sobre a substancial distinção de complexidade e riscos de uma obra de transmissão em relação a obras **offshore** e **onshore** de infraestrutura civil pesada. Dessa forma, não há correlação razoável entre o setor de infraestrutura civil pesada americana e riscos relacionados à construção de empreendimentos de transmissão.*

186. *Portanto, verifica-se erro teórico-metodológico na introdução de Beta Misto no sistema de cálculo do **CAPM** e, mesmo na hipótese em que se aceitasse o seu uso, há inconsistência relevante, uma vez que o setor de construção civil pesada americano não seria adequado como paradigma para a obtenção do Beta do período construtivo. Deve-se destacar que as divergências apontadas entre os mercados americano e brasileiro no setor de transmissão que fundamentaram a utilização do Beta misto já são tratadas pela Aneel em outros aspectos do EVTEA, aumento de prazos, por exemplo.*

187. *Outra relevante questão de ordem prática chama a atenção nos valores de custo de capital próprio (KP) utilizado pela agência na precificação da RAP teto de leilão.*

188. *Ao se observar a evolução do KP nos últimos anos, verifica-se pouca oscilação dessas taxas (Tabela 7). Problemático, todavia, é o fato do KP de 2014 (10,5%) estar em patamar superior ao KP de 2015 (10,2%), que regrediu. Ocorre que a piora acentuada do cenário interno de 2014 para 2015, culminando com a perda do grau de investimento, não foi capturada pelo índice utilizado pela Aneel.*

189. *A metodologia do **CAPM** considera em sua expressão matemática o prêmio de risco país (parágrafo 135). O prêmio de risco Brasil nada mais é que a diferença da taxa de juros paga entre os títulos públicos brasileiros negociados no exterior e os **Treasuries** americanos. O prêmio de risco Brasil estava em janeiro de 2015 em aproximadamente 250 pontos e alcançou em janeiro de 2016 valores ao redor de 530 pontos.*

190. *A metodologia utilizada pela agência calcula o risco país com base em uma série histórica de quinze anos, considerando a mediana dos dados. Para esse leilão, o valor considerado foi de apenas 262 pontos. A opção por essa média histórica se baseia no argumento de que investimentos realizados em concessões de serviço público com prazos de trinta anos não devem estar baseados nas taxas do dia, sensíveis a grandes variações conjunturais e momentâneas, mas sim em médias de longo prazo.*

191. *Há alguma razão no argumento da Aneel, mas a perda do grau de investimento brasileiro não deve ser revertida em prazo curto, acarretando efetivamente uma mudança no nível de risco para investimentos no país que perdurará por vários anos. A utilização de uma série histórica de quinze anos para cálculo do risco país acarreta para este ano e acarretará em 2017 e 2018, pelo menos, uma subavaliação de, no mínimo, 2% no custo de capital próprio.*

192. *Dessa forma, a utilização de série histórica de quinze anos para cálculo do risco país não é capaz de refletir as atuais condições de mercado existentes, devendo ser ajustada.*

Custo de Capital de Terceiros

193. *O questionamento, do TCU, no que tange o Custo de Capital de Terceiros (item 9.2.3 do Acórdão 1.293/2015 - Plenário), diz respeito a utilização exclusiva das taxas e das condições de financiamento do BNDES para a definição do percentual de alavancagem do **WACC** e do custo de capital de terceiros.*

194. *Como consequência, o percentual de alavancagem inicia dentro do parâmetro máximo de financiamento do BNDES, que é de 50% dos itens financiáveis do empreendimento, e se reduz gradativamente com o pagamento das amortizações do financiamento até se tornar zero, o que ocorre na quitação da dívida no 14º ano a contar do início do recebimento das receitas, e assim permanece até o fim da concessão.*

195. *Em razão dessa premissa, o percentual de capital de terceiros caiu de cerca de 60%, metodologia anterior utilizada até os leilões de 2014, para próximo de 27%, a depender do percentual de itens não financiáveis do lote.*

196. *O principal argumento apresentado pelo TCU é que essa premissa se descola da realidade*

e não representa um empreendedor eficiente, pois desconsidera a possibilidade de o investidor buscar outras fontes de financiamento no mercado, de forma a alcançar uma estrutura ótima de alavancagem e maximizar o retorno do capital próprio. É razoável inferir que em projetos transmissão, com investimentos de grande magnitude e receitas previsíveis com possibilidades de oferecê-las como garantia, o empreendedor procurará formas de amenizar os desembolsos de capital próprio, especialmente frente às novas condições de financiamento do BNDES, existindo, para isso, inúmeras possibilidades, como a emissão de debentures, financiamento no mercado externo, entre outras.

197. A Aneel justifica, NT 164/2015-SEM-ANEEL, em suma, que o BNDES tem correspondido a maior fonte de financiamento de projetos, sendo que as demais opções praticadas no Brasil, lançamento de debentures e empréstimos bancários, ou são pouco significativos ou possuem custos próximos ao custo do capital próprio utilizado no modelo. Ilustra o argumento alegando que, desde 2012, apenas uma captação no mercado de capitais (debêntures incentivadas) teria ocorrido de modo a financiar projetos relacionados ao segmento de transmissão de energia elétrica (peça 25, p. 13-15).

198. Entretanto, conforme demonstrado na Tabela 5, é bastante expressiva a emissão de debentures incentivadas para o financiamento de projetos de transmissão de energia, ultrapassando em 2013 e 2014 o montante de R\$ 1 bilhão cada. Esse montante é inclusive superior ao valor dos contratos assinados para esse setor pelo BNDES em 2014 e 2015, Tabela 4.

199. Em relação ao custo médio das debentures incentivadas, o Boletim Informativo da Seae (peça 23, p. 7-10) traz o custo de captação das debentures emitidas desde 2012. Verificou-se que esse custo variou de 4,51% a 8% aa real. Comparando-se esses valores com custo do BNDES para este leilão de 6,15% aa real e o custo de capital próprio de 10,2% aa real, conclui-se que não é pertinente a alegação da agência de que o custo de captação das debentures incentivadas é próximo ao custo de capital próprio.

200. Dessa forma, entende-se que os estudos realizados pela Aneel, consubstanciados na Nota Técnica 164/2015-SEM-ANEEL, não são capazes de justificar a manutenção da metodologia questionada no Acórdão 1.293/2015 - Plenário, bem como não atendeu satisfatoriamente ao comando exarado no item 9.2.3 do referido acórdão.

201. Além disso, consolidou-se informações a respeito de todos os contratos assinados pelo BNDES de 2012 a outubro de 2015 para o financiamento de empreendimentos ligados à transmissão de energia elétrica (peça 29), a partir das informações disponibilizadas pelo BNDES em seu site (fonte rodapé da Tabela 9). Dessa relação, constatou-se expressiva redução do montante de financiamentos concedidos em valores absolutos e em relação ao volume de investimentos contratados em leilão (Ver Tabelas 4 e 6).

202. Tal redução é ainda mais acentuada nos anos de 2014 e 2015, evidenciando que o BNDES tem se tornado uma fonte de financiamento proporcionalmente menos relevante para a expansão do setor de transmissão. Como consequência, a nova realidade para investimentos no setor implica o aumento do percentual de utilização de capital próprio e/ou na obtenção de outras fontes de financiamentos.

203. Considerando que o BNDES era, efetivamente, uma fonte muito barata de recursos, em regra, bem menor do que o custo de capital próprio e de outras fontes privadas de financiamento, essa nova realidade eleva a taxa interna de retorno requerida para a realização do investimento. Esse aumento, entretanto, não se encontra devidamente incorporado nos estudos de precificação do WACC realizados pela Aneel.

204. Outra questão relevante é que os estudos para o cálculo do custo de capital de terceiros apresentados pela agência consideram como data de entrada dos valores provenientes dos financiamentos do BNDES o primeiro ano da concessão.

205. Com base nos contratos assinados pelo BNDES para financiamentos de projetos licitados em transmissão, verificou-se que o prazo entre a adjudicação do lote licitado para o empreendedor e a assinatura do contrato de financiamento do BNDES, quando existente, é de mais de três anos em média. Tal fato está evidenciado na Tabela 9 (peça 29).

Tabela 9 – Tempo médio decorrido para assinatura de contratos junto ao BNDES

	Ano dos contratos de financiamento assinados com o BNDES			
	2012	2013	2014	2015*
Tempo decorrido desde a adjudicação da concessão	35 meses	31 meses	38 meses	29 meses

Fonte: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES/Transparente/Consulta as operacoes do BNDES/painel consulta diretas.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/BNDES/Transparente/Consulta%20as%20operacoes%20do%20BNDES/painel_consulta_diretas.html)

* Apenas três empreendimentos

206. Na prática, o empreendedor inicia os investimentos com capital próprio ou outros tipos de financiamentos e, em alguns casos, só recebe os recursos provenientes do BNDES após o término da implantação do empreendimento e o início da operação. Considerando o custo do dinheiro no tempo, a utilização de recursos mais caros no início do projeto torna necessário o aumento da remuneração, ou seja, aumento da RAP, de forma a compensar esse custo adicional. Por essa razão, a não consideração desse fato no fluxo de caixa da Aneel provoca a subestimativa da RAP.

207. Dados todos os elementos apresentados e considerando que os estudos da agência deveriam refletir as condições médias enfrentadas por um empreendedor eficiente, verifica-se a necessidade de readequação de metodologias por parte da Aneel para precificação do custo de capital de terceiros e reavaliação da alavancagem do setor para sua correta incorporação no fluxo de caixa para mensuração da RAP teto.

Análise dos Investimentos

208. A atual modelagem econômico-financeira utilizada pela Aneel no cálculo da RAP máxima de cada empreendimento de transmissão tem como principais parâmetros regulatórios: (i) a estimativa de investimento, ou seja, os custos envolvidos na construção das instalações de transmissão; (ii) os custos de manutenção e operação dessas instalações; e (iii) o custo de capital.

209. A análise técnica apresentada nesse tópico recai sobre o primeiro parâmetro, ou seja, as estimativas de investimento previstas para os empreendimentos.

210. Para definir essas estimativas de investimento dos Leilões de Transmissão – e subsidiar a elaboração de seus editais – a Aneel recebe do Ministério de Minas e Energia (MME) os estudos de planejamento conduzidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), denominados Relatórios R1 (Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental), R2 (Detalhamento da Alternativa de Referência), R3 (Caracterização e Análise Socioambiental) e R4 (Caracterização da Rede Existente).

211. Para o Leilão 13/2015-Aneel, além da Nota Técnica 415/2015-SCT/Aneel (peça 27, itens não digitalizáveis – NT 415 2015 SCT- ANEEL), foram elaborados outros vinte e cinco atos justificatórios (a Aneel elaborou ato justificatório único para os Lote Q e R) que tratam das conclusões e recomendações consideradas pela agência para a estimativa de custo de investimento e para especificações dos equipamentos de cada lote contemplado no certame.

212. A partir desses estudos, a Aneel estima o valor de investimento de cada empreendimento, sempre que possível, utilizando o seu Banco de Preços de referência (peça 1, itens não digitalizáveis).

213. Em síntese, o referencial da Aneel possui metodologias distintas para a estimativa do valor de investimentos das principais instalações que compõem o sistema de transmissão de energia elétrica, a saber: subestações (SE) e linhas de transmissão (LT). Para a estimativa de investimento de subestações (SE), o banco de referência da Aneel divide o empreendimento em módulos, ou seja, as subestações são divididas em três grupos de modo a facilitar a definição dos preços de cada conjunto. Os módulos são classificados em: módulos de infraestrutura, módulos de manobra e módulos de equipamentos.

214. Os módulos de infraestrutura consistem nos bens e serviços de infraestrutura comuns às subestações – como terrenos, cercas, terraplenagem e outros. Os módulos de manobra são compostos por um conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de

manobra – como entrada de linha, interligação de barramentos e conexões de equipamentos. E, por último, os módulos de equipamentos são compostos pelos equipamentos principais de uma subestação – como transformadores, autotransformadores, reatores, capacitores, compensadores, bem como pelos materiais e serviços necessários à sua instalação.

215. *Na estimativa de investimento de linhas de transmissão (LT), o Banco de Preços da Aneel utiliza estrutura modular em que os custos das linhas são estimados por quilômetro de extensão, variando de acordo com parâmetros de entrada como: tensão, tipo de estrutura, cabo condutor, isoladores, tipo de fundação, localização geográfica, entre outros.*

216. *Parte desse procedimento de estimativa de custos por meio do Banco de Preços é automatizado, cabendo ao operador do sistema a inserção de dados de entrada relacionados às características da obra de transmissão supramencionadas. A partir dessa operação, o referencial fornece custos modulares para as subestações e linhas de transmissão, os quais podem passar por mais algumas etapas de tratamento manual para adequação do custo calculado pelo Banco de Preços às especificidades do projeto que não puderam ser inseridas no sistema.*

217. *Especificamente quanto aos valores calculados diretamente pelo referencial de preços da Aneel de forma automatizada, cumpre esclarecer que a verificação da aderência dos custos gerados pelo sistema aos valores de mercado não é objeto dessa análise. O TCU analisa especificamente tal questão no âmbito do processo de monitoramento (TC-[013.627/2014-7](#)) das determinações e recomendações do Acórdão 1.163/2014 – Plenário, que apreciou auditoria operacional no Banco de Preços da Aneel, realizada pela então SecobEnergia nos autos do TC 006.335/2013-6.*

218. *Conforme mencionado alhures, apesar de subsidiar o orçamento da maior parte dos empreendimentos contemplados neste leilão, nem todos os itens necessários à realização completa das obras estão incorporados ao Banco de Preços da Aneel, vez que cada projeto pode apresentar particularidades não inseridas no referencial. Para estes itens, a Aneel estimou o valor de aquisição a partir de diversas fontes, quais sejam cotações feitas pela própria agência com empresas atuantes no mercado, cotações advindas de estudos da EPE, além de informações de preços fornecidas por concessionárias (Eletronorte, Eletrosul e CEEE-GT). Os ofícios e e-mails por meio dos quais a Aneel solicitou as cotações, como ainda as respostas dos fabricantes, foram acostados à peça 27.*

219. *Dessa feita, a análise efetuada pela SeinfraElétrica teve como escopo avaliar se os quantitativos e os preços das estimativas de investimento dos empreendimentos do Leilão Aneel 13/2015, utilizados pelo regulador na definição da RAP teto, estavam em concordância com o ato justificatório, as planilhas de investimento, os estudos do planejamento (relatórios R1 a R4) e com os custos do Banco de Preços da própria agência, além da aferição de coerência entre as características técnicas utilizadas nesses documentos.*

220. *Ressalta-se que parte dos empreendimentos já foi analisada, sob escopo diferente do ora examinado, em processos anteriores, referentes a lotes que não obtiveram pretendentes em 2014 e/ou 2015 (licitações desertas). Ademais, não foram objeto desse trabalho os aspectos técnicos de formação do Banco de Preços, tampouco a verificação da aderência do banco aos valores de mercado.*

221. *Nessa toada, serão examinados especificamente: (i) processamento manual de planilha de custos oriundas do Banco de Preços; (ii) estimativas de preços de compensadores estáticos obtidos por metodologia diversa da do Banco de Preços; (iii) estimativa do custo de instalação de cabos **Tern** 795; e (iv) custos fundiários.*

Processamento manual das planilhas geradas pelo Banco de Preços da Aneel

222. *O Banco de Preços de referência da Aneel, formado por unidades modulares de subestações e unidades modulares de linhas de transmissão, é a principal ferramenta utilizada pela agência reguladora para estimar o valor do investimento das obras de transmissão (subestações e linhas de transmissão) em processos de licitação para outorga de concessão, autorização de reforços e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica.*

223. *O custo total de um empreendimento de transmissão é formado pela soma de três parcelas: Custos Diretos, Custos Indiretos e Eventuais. Esses dois últimos são estimados por meio de um percentual incidente sobre os Custos Diretos. Para linhas de transmissão, o Custo Direto consiste nos custos diretos básicos para aquisição de terrenos, equipamentos, materiais e execução da obra, somados aos custos de engenharia, meio-ambiente e administração local. Já para subestações, compreende as despesas com aquisição de equipamentos, materiais e serviços de construção, montagem eletromecânica, terrenos, canteiro de obras, comissionamento, engenharia e administração local.*

224. *O Banco de Preços da Aneel apresenta custos variados para determinadas linhas de transmissão, em função das estruturas utilizadas, considerando estruturas de aço autoportantes (AAC – Estrutura de aço Autoportante Convencional) e estaiadas (AEC – Estrutura de Aço Estaiada Convencional). No entanto, a utilização de um ou outro tipo de estrutura varia de acordo com a região onde será construída a linha, sendo importantes aspectos como relevo, velocidade dos ventos, dentre outros.*

225. *Aspectos ambientais podem determinar ainda a necessidade de alteamento dessas estruturas, ou seja, variação para mais da altura total das torres. Esse alteamento causa impacto no projeto e nos custos de implementação da linha, especialmente no quantitativo de estruturas utilizadas e nas fundações dessas estruturas (Nota Técnica 0233/2013-SCT/Aneel) (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D1, p. 6). Dessa feita, a definição precisa dos quantitativos e das características de cada tipo de torre somente ocorrerá na fase de projeto executivo.*

226. *Considerando a necessidade de a Aneel estimar o custo das linhas de transmissão para os leilões em fase anterior à elaboração do projeto executivo, a agência desenvolve metodologias consubstanciadas em Notas Técnicas (NT) de forma a contemplar possíveis particularidades dos projetos de linhas de transmissão. Como exemplo tem-se a NT 8/2009-SCT/Aneel, de 14/1/2009 (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D2), que trata da utilização de estruturas de aço autoportante e/ou estaiadas e a NT 0233/2013-SCT/Aneel, na qual é tratado o alteamento das estruturas.*

227. *Segundo a metodologia utilizada pela Aneel para a composição dos custos de uma linha de transmissão, deve-se extrair do Banco de Preços o valor do custo por quilômetro de uma linha composta apenas por torres estaiadas, multiplicando-se esse valor por 60% do comprimento total da linha. Em seguida, procede-se à extração do custo por quilômetro de uma linha composta apenas por torres autoportantes, multiplicando-se esse valor pelos 40% restantes do comprimento total.*

228. *De igual forma, deve-se extrair o valor do custo por quilômetro de uma linha de transmissão composta apenas por um tipo de torre com altura normal, e outro valor para a mesma torre com altura alteada, aplicando, sobre esses valores, os percentuais indicados pela análise dos aspectos ambientais. A título de exemplo, nos casos de áreas de mata preservada, destaca-se a utilização de estruturas autoportantes com alteamento das torres de 30 ou mais metros de altura de forma a reduzir os impactos ambientais. Somando-se as parcelas de custo desses trechos de estruturas estaiadas e autoportantes, alteadas ou não, obtém-se o custo total da linha.*

229. *Outro componente de ajuste no valor do custo por quilômetro de uma linha refere-se à extensão total da linha em análise. A NT 149/2010-SER/Aneel, de 25/05/2010, (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D3, pp. 10 e 11) dispõe sobre a aplicação de um fator de correção para as linhas de transmissão com extensão inferior a 30 km, como o Banco de Preços já contempla os custos de linhas longas, ou seja, considera-se, em certa forma, um fator de escala alcançado na aquisição de materiais e execução dos serviços. A Tabela 8 da Nota Técnica traz os diferentes fatores a serem considerados, variando de acréscimo de 10% (linhas com extensão superior a 15 km e inferior a 30 km) a 30% (linhas com extensão inferior a 5 km).*

230. *Essas particularidades de projeto demandam ajustes manuais nas planilhas extraídas diretamente do Banco de Preços. Esses ajustes são necessários atualmente, mas devem ser oportunamente incorporados ao sistema pela agência em seus processos de revisão. Ademais,*

demandam um processo de execução e revisão consubstanciados de forma a mitigar erros formais e de premissas.

231. Destaca-se que trabalhos precedentes no âmbito do Tribunal fizeram apontamentos específicos relativos ao Banco de Preços da Aneel, a exemplo do TC 006.335/2013-6. Ressalta-se, também, que conforme apontado anteriormente, não é objeto desse trabalho os aspectos técnicos de formação do referencial, bem como a verificação da aderência do banco aos valores de mercado.

232. No caso concreto, foram detectadas impropriedades nos procedimentos de manipulação dos dados gerados por aquele referencial para fins de ajuste na composição de custo de alguns empreendimentos.

233. Uma primeira inconsistência encontrada foi no tratamento dos dados da planilha para aplicação do percentual de utilização de estruturas de aço autoportante e/ou estaiadas de acordo com a metodologia prevista na NT 8/2009-SCT/Aneel. O problema foi detectado em dois lotes: F e G (peça 27, itens não digitalizáveis – E2/D1).

234. Na LT 500 kV Açú III - Milagres II C2 (RN/CE), de 292 km, contemplada no Lote F, houve aplicação indevida de fórmula matemática que implicou em acréscimo de 63% no custo estimado da linha. Isso porque a fórmula utilizada resultou em acréscimo na extensão do trecho, que passou dos 292 km previstos, cujo preço total estimado é de R\$ 354.619.130,80 (considerando o critério de alteamento de torres registrado no ato justificatório), para 525,6 km com preço total estimado de R\$ 578.388.660,36.

235. Questionada por meio do Ofício de diligência 0002/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016, item 2.16 (peça 3), a agência reconheceu o equívoco na proporcionalidade considerada nos cálculos (peça 9) e encaminhou planilha revisada. Com a correção, houve redução de R\$ 38.071.513,00 na RAP máxima (originalmente calculada em R\$ 158.517.926,92, a valor presente, corrigida para R\$ 120.446.413,97). Considerando que a previsão de receita para a concessão desse lote é de cerca de 26 anos, essa modificação acarretou em economia de cerca de R\$ 980 milhões (a valor presente).

236. Já na LT 500 kV Barreiras II - Buritirama C1 (BA), de 213 km, contemplada no Lote G, a aplicação indevida de fórmula matemática implicou em acréscimo de mais 66% no custo estimado da linha, visto que a fórmula utilizada resultou em acréscimo na extensão do trecho, que passou dos 213 km previsto, cujo preço total estimado é de R\$ 313.859.239,12 (considerando o critério de alteamento de torres registrado no ato justificatório), para 391,92 km com preço total estimado de R\$ 522.443.112,35.

237. Demandada por meio do Ofício de diligência 0002B/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 (peça 21), item 2.9, a Aneel reconheceu a inconsistência na proporcionalidade utilizada (peça 20) e encaminhou planilha revisada. Após a correção, houve redução de R\$ 37.792.820,00 (originalmente calculada em R\$ 602.475.154,17, a valor presente, corrigida para R\$ 564.682.333,64). Considerando que a previsão de receita para a concessão desse lote é de cerca de 26 anos, essa modificação acarretou em economia também de cerca de R\$ 980 milhões (a valor presente).

238. Uma segunda impropriedade, apesar do tratamento dado pela NT 0233/2013-SCT/Aneel ao alteamento de torres em linhas de transmissão, foi verificada nos critérios utilizados para se definir o percentual de alteamento de trechos dos lotes F, G e H. Em linhas gerais, os Relatórios R3 trazem análises pormenorizadas dos empreendimentos constantes de cada lote, caracterizando e avaliando, entre outros, aspectos geológicos, da vegetação, demográficos, da estrutura fundiária e do uso e ocupação do solo. Com base nesses estudos, portanto, a Aneel quantifica a influência socioambiental no custo de investimento e prazo implantação dos empreendimentos.

239. No caso concreto, no Lote F, foi considerado o alteamento de 80% das estruturas de aço da LT 500 kV Açú III - Milagres II C2 (292 km), e de 44% da LT 500 kV João Câmara III - Açú III C2 (143 km), conforme Tabela 10. O alteamento das estruturas, nesse caso (estruturas CS AAC 4x954 Rail e CS AEC 4x954 Rail), implicou em acréscimo de R\$ 95.083.426,95 no valor do investimento.

Tabela 10. Acréscimo de investimento devido ao alteamento das estruturas do Lote F.

Lote	Empreendimento	Descrição	Tensão (kV)	Preço Unitário (c/REIDI) (A)	Extensão Total (km) (B)	Percentual Autoportante x Estaiada (C.)	Valor Total utilizando somente Estrutura Convencional (D=A*B*C)	Percentual de Alçamento de estruturas (E)	Valor Total com alçamento de Estrutura elaborado pela Aneel (F)	Acréscimo decorrente do alçamento (Total F - Total D)
LOTE F	LT 500 kV João Câmara III - Açú III C2	CS AAC 4 x 954 Rail	500	985.120,37	143	40%	56.348.885,04	44%	31.555.375,62	20.176.208,09
		CS AEC 4 x 954 Rail	500	937.414,52		60%	80.430.165,88		45.040.892,89	
		CS AAC 4 x 954 Rail - alt	500	1.342.333,84					33.783.858,08	
		CS AEC 4 x 954 Rail - alt	500	1.233.712,98					46.575.132,42	
		TOTAL				143			136.779.050,92	
		Preço Médio por km					956.496,86		1.097.589,22	
	LT 500 kV Açú III - Milagres II C2	CS AAC 4 x 954 Rail	500	986.473,37	292	40%	115.220.089,04	80%	23.044.017,81	74.907.218,85
		CS AEC 4 x 954 Rail	500	938.880,27		60%	164.491.822,90		32.898.364,58	
		CS AAC 4 x 954 Rail-alt	500	1.343.686,84					125.554.098,04	
		CS AEC 4 x 954 Rail-alt	500	1.235.178,73					173.122.650,38	
		TOTAL				292			279.711.911,95	
		Preço Médio por km					957.917,51		1.214.449,08	
	Total de Acréscimo nos Investimento do Lote F em decorrência do alçamento das estruturas:									95.083.426,95

240. *Todavia, não foram encontrados elementos no relatório R3 (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D4) que justificassem a adoção de alçamento em 80% das estruturas da LT 500 kV Açú III - Milagres II C2 (292 km). Os dados contidos no R3 (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D5) tampouco permitem corroborar o percentual de 44% de alçamento adotado para a LT 500 kV João Câmara III - Açú III C2 (143 km).*

241. *Diante do caso concreto, o relatório R3 do Lote F indica, ao se analisarem as características geotécnicas e dinâmicas, que ‘a área apresenta certa estabilidade devido, principalmente, à baixa declividade dos terrenos geológicos presentes. Na região de estudo, predominam superfícies de relevo suave ondulado, às vezes, planos ou quase planos’. Trata-se, ademais, de região com predominância para uma vegetação do tipo savana estépica típica da Região Nordeste. Para a LT Açú III - Milagres II. O relatório é categórico neste ponto: ‘O corredor Açú III - Milagres II está situado inteiramente no bioma caatinga. (...) a predominância de arbustos e árvores baixas, a abundância de cactos, entre outras’. Por fim, existe razoável presença de atividade agropecuária, cerca de 42% do percurso da linha é predominantemente dominado pela agropecuária, ao passo que cerca 54,3% do percurso possui a presença agropecuária como fisionomia complementar.*

242. *Desse modo, analisando o relatório R3, conclui-se que o relevo da região é predominantemente favorável, com vegetação baixa, e há vasta presença de agricultura na extensão da linha. Não se verificaram, portanto, elementos suficientes para justificar o alçamento de 80% das estruturas do Lote F.*

243. *No Lote G, por sua vez, foi considerado o alçamento das estruturas de aço de todas as linhas de transmissão, conforme Tabela 11, a saber: 44% para a LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II C1 (322 km); 57% para a LT 500 kV Queimada Nova II - Curral Novo do Piauí II C1 (109 km); 82% para os dois trechos da LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama (C1 de 380 km e C2 de 380 km); 84% para LT 500 kV Barreiras II - Buritirama C1 (213 km); e 66% para a LT 500 kV Rio das Éguas - Barreiras II C2 (259 km).*

Tabela 11. Acréscimo de investimento devido ao alçamento das estruturas do Lote G.

Lote	Empreendimento	Descrição	Tensão (kV)	Preço Unitário (c/REIDI) (A)	Extensão Total (km) (B)	Percentual Autoportante x Estaíada (C.)	Valor Total utilizando somente Estrutura Convencional (D=A*B*C)	Percentual de Ateamento de estruturas (E)	Valor Total com ateamto de Estrutura elaborado pela Aneel (F)	Acréscimo decorrente do ateamto (Total F - Total D)
LOTE G	LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II C1	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	322	40%	149.646.166,66	44%	83.801.853,33	54.758.585,53
		CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	222.776.394,88		124.754.781,13	
		CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					88.308.439,57	
		CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					130.316.073,04	
		TOTAL				322			372.422.561,53	
		Preço Médio por km					1.156.591,81		1.326.649,53	
	LT 500 kV Queimada Nova II - Curral Novo do Piauí II C1	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	109	40%	50.656.621,63	57%	21.782.347,30	24.012.922,92
		CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	75.411.885,22		32.427.110,65	
		CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					38.725.320,09	
		CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					57.146.651,74	
TOTAL				109			126.068.506,85		150.081.429,77	
	Preço Médio por km				1.156.591,81		1.376.893,85			
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama C1	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	380	40%	176.601.066,24	82%	31.788.191,92	120.431.784,67	
	CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	262.903.820,04		47.322.687,61		
	CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					194.218.730,72		
	CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					286.607.060,69		
	TOTAL				380			439.504.886,28		559.936.670,95
	Preço Médio por km				1.156.591,81		1.473.517,56			
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama C2	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	380	40%	176.601.066,24	82%	31.788.191,92	120.431.784,67	
	CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	262.903.820,04		47.322.687,61		
	CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					194.218.730,72		
	CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					286.607.060,69		
	TOTAL				380			439.504.886,28		559.936.670,95
	Preço Médio por km				1.156.591,81		1.473.517,56			
LT 500 kV Barreiras II - Buritirama C1 (já com correção de fórmula)	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	213	40%	98.989.545,02	84%	15.838.327,20	69.151.652,48	
	CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	147.364.509,65		23.578.321,54		
	CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					111.519.946,41		
	CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					164.569.112,00		
	TOTAL				213			246.354.054,68		315.505.707,16
	Preço Médio por km				1.156.591,81		1.481.247,45			
LT 500 kV Rio das Éguas - Barreiras II C2	CS AAC 6 x 795 Tern	500	1.161.849,12	259	40%	120.367.568,83	66%	40.924.973,40	66.067.423,85	
	CS AEC 6 x 795 Tern	500	1.153.086,93		60%	179.189.708,92		60.924.501,03		
	CS AAC 6 x 795 Tern - alt	500	1.558.237,57					106.546.052,09		
	CS AEC 6 x 795 Tern - alt	500	1.532.985,99					157.229.175,08		
	TOTAL				259			299.557.277,75		365.624.701,60
	Preço Médio por km				1.156.591,81		1.411.678,38			
Total de Acréscimo nos Investimento do Lote G em decorrência do ateamto das estruturas:									454.854.154,11	

244. Da mesma forma, os dados contidos nos respectivos R3 (peça 27, itens não digitalizáveis – E1/D6 a D10) não permitem corroborar os percentuais de ateamto adotados, em especial aqueles cujo percentual de estruturas alteadas ultrapassa a casa dos 80% do total da linha. Os documentos indicam, como característica predominante, a savana estépica fragmentada com agropecuária intercalando trechos de caatinga, cerrado e fragmentos de floresta estacional.

245. Um fato que chamou a atenção foi que apenas no cálculo dos investimentos dos Lote F e G se adotou a metodologia constante da NT 0233/2013-SCT/Aneel para todos os trechos de linhas de transmissão. Ademais, os percentuais adotados foram bem elevados. Em outros lotes localizados em regiões também de alta sensibilidade, a exemplo da LT 500 kV Estreito – Cachoeira Paulista, igual tratamento não foi utilizado.

246. Observou-se que a LT 500 kV Estreito – Cachoeira Paulista C1 e C2, CS, com 2 x 361 km, contemplada no Lote H, se localiza na região da divisa entre os estados de Minas Gerais e São Paulo. Desse modo, é admissível adotar a metodologia consubstanciada na NT 0233/2013-SCT/Aneel, de 8/8/2013. Isso porque o Ato Justificatório indica tratar-se de região de ocupação socioeconômica intensiva em cerca de 75% da área total do corredor, sendo que os outros 24% são ocupados por vegetação nativa com predominância para as tipologias florestais. Essa constatação é agravada pelo fato de a região ser grande centro consumidor e também produtor de energia elétrica, contendo grande quantidade de linhas de transmissão, o que pode indicar a necessidade do ateamto das redes para fins de transposição de linhas existentes.

247. A não adoção da metodologia prevista na NT 0233/2013-SCT/Aneel para o Lote H pode ser fator de diminuição da atratividade do empreendimento. Contrariamente, para os Lotes F e G, na forma que foi aplicada, a adoção da metodologia supramencionada trouxe um acréscimo substancial no valor dos investimentos e, conseqüentemente, na RAP máxima.

248. Devido ao exíguo prazo de análise deste leilão, e ao fato de ter-se constatado essa inconsistência após a expedição do Ofício de diligência 002/2016, de 4/1/2016, e do Ofício de

fiscalização 002B/2016, de 13/1/2016, não se demandou da agência suas justificativas. Esta equipe entende, conquanto, necessária uma reavaliação da aplicação da metodologia consubstanciada na NT 0233/2013-SCT/Aneel no cálculo dos investimentos dos Lotes F, G e H do Leilão 13/2015, objeto da presente fiscalização, de modo a traduzir as reais particularidades das obras desses lotes, relacionadas à necessidade ou não de alteamento das torres, às suas respectivas estimativas de investimento.

249. Ainda referente a inconsistência nos ajustes manuais, observou-se que, no cálculo do investimento da LT 230kV João Câmara II - João Câmara III C1/C2 (RN), contemplada no Lote E, cuja extensão de cada trecho é de 10 km, não foi aplicado o fator de correção para as linhas de transmissão com extensão inferior a 30 km previsto na NT 149/2010-SER/Aneel, de 25/05/2010. Ressalta-se que a ausência desse fator reduz o valor da RAP máxima proposta para o empreendimento. Desse modo, a não adoção da metodologia prevista na NT 149/2010-SER/Aneel, para o Lote E, pode ser fator de diminuição da atratividade do empreendimento, sendo, porquanto, necessária uma reavaliação desde quesito.

250. Nesse ponto específico, demandada a Aneel por meio do Ofício de diligência 0002/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 (peça 3), no item 2.15, a agência não constatou inconsistência, afirmando o lote estar conforme os Atos Justificatórios (peça 9). Contudo, reiterado o questionamento por meio do Ofício de fiscalização 0002B/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 13/1/2016 (peça 21), no item 2.6, a Aneel reconheceu a inconsistência na proporcionalidade utilizada (peça 20) e encaminhou planilha revisada.

251. Por fim, detectou-se equívoco na planilha de cálculo da RAP do Lote Q, no que se refere ao prazo de construção dos empreendimentos. Nos atos justificatórios do Leilão 13/2015, a agência definiu prazo de 60 meses para execução das obras deste lote, ao passo que, na planilha de cálculo dos investimentos, adotou-se o prazo de 48 meses. Ressalta-se que a redução do prazo na planilha de cálculo acarreta em proporcional redução na RAP teto do lote. Outrossim, considerando que os empreendimentos que compõem o Lote Q já foram a leilão em quatro outras oportunidades, sem êxito, um erro tão rudimentar, em um lote já recorrente nos leilões de linhas de transmissão, corrobora ainda mais a desatenção da Aneel com o processo de elaboração dos documentos desse lote, sendo, desse modo, necessária a correção desde prazo.

252. Destaca-se que esses níveis de inconsistência – em termos de extensão de linhas, alteamento e fator de correção de linhas curtas – não deveriam ser, entretanto, difíceis de se detectar com uma revisão direta da própria agência – não se devendo, portanto, considerar o TCU como instância de revisão de quantitativos de planilhas. Diante das falhas apresentadas, esta Unidade Técnica realizou exaustivo retrabalho na revisão de quantitativos em submódulos de linhas de transmissão – principalmente se tratando de leilão com volume tão grande de empreendimentos: 94 empreendimentos em 26 lotes, e cada empreendimento possui um número elevado de módulos fornecidos pelo Banco de Preços para serem tratados individualmente. Ademais, não foi possível identificar, nos arquivos fornecidos pela agência, os responsáveis pela edição manual dos arquivos, tampouco os responsáveis pela revisão.

253. Em face do exposto, propõe-se determinação para que a Aneel revise, no âmbito do Leilão 13/2015, o prazo de execução dos empreendimentos do Lote Q e, de modo compatível com os respectivos relatórios R3, o alteamento de estruturas nos Lotes F, G e H. Ademais, propõe-se determinação para que, no que se refere às planilhas de investimento submetidas ao TCU no âmbito da IN 27/1998-TCU, façam destacar-se todas as alterações manuais realizadas com a indicação de, no mínimo, data da modificação, descrição da modificação, responsável pela modificação, data de revisão da planilha, do responsável pela revisão.

Estimativas de preços de Compensadores Estáticos

254. Destaca-se, preliminarmente, a dificuldade enfrentada pela Aneel acerca da falta de interesse, durante as seções dos Leilões 7/2014 e 1/2015, de proponentes por alguns lotes que requerem a instalação de Compensadores Estáticos de Reativos (CER) (peça 27, itens não

digitalizáveis – E3/D1). Uma das hipóteses possíveis para a ausência de interesse em tantos lotes é que as estimativas dos custos de instalação propostos em leilões anteriores não estariam aderentes aos valores de mercado. Aliás, a sensibilidade do preço desses equipamentos em relação a variações cambiais corrobora essa premissa (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D2), além de o Banco de Preços de referência da Aneel possuir cotações tão somente para o custo de instalação de CER para uma única faixa de tensão de entrada (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D1).

255. No Leilão 13/2015, há CER contemplados em 7 diferentes lotes. A Tabela 12, a seguir, descreve as características de tensão e potência, além da localização, desses equipamentos.

Tabela 12 – Lista de Compensadores Estáticos de Reativos

Lote	Subestação (SE)	Tensão (kV) e Potência (Mvar)
C	Padre Paraíso 2	500 kV; -150, +300 Mvar
I	Fernão Dias	500 kV; -150, +300 Mvar
J	Biguaçu	525 kV; -100, +300 Mvar
P	Parnaíba	500 kV; -150, +300 Mvar
S	João Neiva 2	345 kV; -150, +150 Mvar
T	Bauru	440kV; -125, +250 Mvar
X	Sobral 2	500 kV; -125, +250 Mvar

256. O Banco de Preços de referência da Aneel não possui cotações diretamente para os CER de 525 kV, de 500 kV, de 440 kV e de 345 kV, havendo cotações somente para CER de 230 kV (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D1). A operação do compensador estático, entretanto, realiza-se em nível de tensão de 13,8 kV. Porquanto, difere um CER de 230 kV de, por exemplo, um CER de 500 kV apenas a transformação da tensão de linha de entrada para a tensão de operação.

257. Posto isso, com base em informações obtidas no Banco de Preços de referência, a Aneel obteve os custos de instalação de bancos de 4 transformadores monofásicos (totalizando um para cada fase adicionado de um transformador de reserva) de 230/13,8 kV, de 500/13,8kV, de 440/13,8 kV e de 345/13,8 kV. Para o cômputo da estimativa do custo de instalação do CER de 500 kV, por exemplo, subtraiu-se o custo do de instalação do banco de transformadores 230/13,8 kV e adicionou-se o custo de instalação do banco de transformadores 500 kV/13,8 kV (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D1).

258. Ademais, a agência recebeu, em diferentes datas, cotações de diversos equipamentos com as empresas Siemens, Alstom e Toshiba. Essas empresas forneceram cotações em duas modalidades: preço do equipamento sem instalação, ou **TurnKey**, que se refere à instalação completa do equipamento.

259. Com vistas a aperfeiçoar a valoração dos custos de instalação de CER não listados em seu Banco de Preços de referência, a Aneel utilizou a média aritmética simples entre os valores de uma estimativa calculada a partir de informações obtidas no Banco e de cotações de preços obtidas junto a fornecedores (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D2). De forma sintética, o cálculo da estimativa do custo total de investimento o cálculo realizado para Compensadores Estáticos de Reativos é descrito pela seguinte fórmula:

$$CTI_CER = (CTI_BP + CTI_C1 + CTI_C2 + \dots + CTI_CN)/(N+1),$$

em que CTI_CER designa a estimativa da média de custo total de investimento para Compensador Estático de Reativos; CTI_BP designa a estimativa do custo total de investimento a partir das informações constantes do Banco de Preços da Aneel; N é o número total de cotações obtidas; CTI_C1 é o custo total de investimento calculado a partir da cotação da empresa 1; CTI_C2 é o custo total de investimento calculado a partir da cotação da empresa 2; e CTI_CN é o custo total de investimento calculado a partir da cotação da empresa N.

260. De início, considera-se adequada a metodologia geral adotada pela Aneel, fundada na utilização da média aritmética simples das cotações obtidas, por um lado, junto ao Banco de Preços de referência, e, por outro lado, a fornecedores.

261. *No caso concreto, o fornecimento dos equipamentos é realizado por um conjunto restrito de empresas, e os orçamentos apresentados não são vinculativos – meras estimativas de preço. Assim sendo, como a própria agência não é a contratante do serviço, é razoável considerar que as cotações fornecidas pelas empresas estejam contaminadas pelo ‘efeito Administração Pública’, no qual empresas podem fornecer orçamentos não vinculativos superestimados, de modo a inflar a estimativa de custo total do empreendimento e, por conseguinte, a RAP máxima a ele associada. Em todo caso, malgrado não ser conveniente assumir essas cotações como os preços praticados no mercado, na ausência de outras informações mais confiáveis sobre preços de mercado destes equipamentos, decorrente da inviabilidade de obtê-las, a Aneel pode – e sobretudo deve – utilizá-las como balizadores do preço.*

262. *Ademais, apesar de o Banco de Preços possuir valores condizentes com a prática de mercado para diversos itens, os preços estimados para CER a partir desse referencial – conforme metodologia supramencionada – não são completamente aderentes às práticas de mercado. Há, primeiramente, forte efeito da volatilidade cambial, além da incerteza adicionada ao valor estimado, em função da adição e subtração dos custos de instalação de autotransformadores. Por conseguinte, é, de fato, salutar que se incluam balizadores de mercado na estimativa final, a partir do Banco de Preços, para o custo de instalação do equipamento.*

263. *Desse modo, postas as informações disponíveis durante a fase interna do Leilão 13/2015, considera-se razoável a metodologia geral utilizada pela agência no cálculo dos custos de instalação de CERs.*

264. *Superada essa questão, adentrou-se nos pormenores das cotações realizadas, avaliando-as sob o crivo da consistência material e uniformidade. Como critério de exame, considerou-se que, para o cálculo da média ser razoavelmente consistente, todos os valores de custo total de investimento envolvidos devem apresentar a mesma base de informação e estarem representados na mesma base temporal. Mais especificamente, os valores associados ao custo total de investimento devem conter tanto o custo do equipamento quanto o custo de instalação deste; os valores associados devem estar expressos no mesmo regime tributário; ademais, esses valores devem ser representados em valores da mesma data – ou a data mais próxima possível da data de referência do leilão.*

265. *A partir do critério acima estabelecido, avaliou-se então: (a) cálculos das estimativas de custos do CER operando em tensões diferente de kV, obtidas a partir de dados do Banco de Preços da Aneel; (b) tratamentos das cotações advindas de fornecedores; (c) tratamento dos regimes tributários utilizados nas cotações advindas de fornecedores.*

a) Estimativa da parcela dos custos do CER obtidas por meio do Banco de Preços

266. *Uma das cotações utilizadas pela Aneel para compor a média dos custos dos CER adveio do próprio banco de preços. Como este não apresentava custos de CER com tensão de entrada de 525 kV, 500 kV, 440 kV e 325 kV, conforme especificação dos equipamentos em exame, os técnicos da agência realizaram ajustes manuais para adequar os custos obtidos para o caso concreto.*

267. *Examinando os ajustes realizados pela Aneel – no âmbito dos lotes I, J, P, T e X – esta equipe de auditoria verificou que a composição do preço do CER 500 kV resultou, de fato, do valor constante no Banco de Preços da agência para o CER 230 kV, subtraindo-se o valor do banco de autotransformadores monofásicos de 230 kV e se adicionando o valor de um banco de autotransformadores monofásicos de 500 kV (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D3, pp. 1 e 2).*

268. *No âmbito do lote C, todavia, verificou-se que a composição do preço do CER 500 kV se realizou a partir do valor constante do Banco de Preços para o CER 230 kV, subtraindo-se o valor do banco de autotransformadores trifásicos de 230 kV e se adicionando o valor de um banco de autotransformadores monofásicos de 500 kV (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D1, pp. 3 e 4). Ou seja, embora o transformador do CER em exame seja monofásico, em parte do cálculo a Aneel adotou transformador trifásico, em erro material, devendo, portanto, ser objeto de retificação.*

b) Tratamento das cotações advindas de fornecedores – cotações unitárias e **Turnkey**.

269. *As outras parcelas de cotações que compõem a média do custo dos CERs realizada pela Aneel são oriundas de propostas de preços de fornecedores que atuam no mercado. Outrossim, é digna de análise a consistência da metodologia utilizada para tratamento de cotações para os CER obtidas com fabricantes e sistematicidade da aplicação dessa metodologia, haja vista se verificarem, no caso concreto, as diferentes formas de apresentação de orçamentos e dos regimes tributários considerados.*

270. *A empresa Siemens, a título de exemplo, apresenta seus orçamentos a partir de da instalação completa do equipamento – também denominada cotação **TurnKey** –, incluindo-se, no valor do orçamento, os equipamentos para conexão, as obras civis, os serviços auxiliares e o frete. Por outro lado, a empresa Alstom apresenta seus orçamentos diretamente para o equipamento, incluindo-se o frete e excluindo-se os equipamentos para conexão, as obras civis, os serviços auxiliares. A empresa Toshiba apresentou orçamento, contudo não se especificou a natureza do orçamento – cotação **TurnKey** ou cotação do equipamento individual.*

271. *Diante do caso concreto, apesar da impossibilidade de se utilizar uma única metodologia para cálculo do valor do equipamento a partir da cotação de diferentes empresas, a equipe de fiscalização verificou que a agência não utiliza metodologia consistente para todas as cotações obtidas em bases similares.*

272. *Inicialmente, constatou-se que a Aneel utiliza diferentes procedimentos no tratamento da cotação apresentada pela empresa Siemens.*

273. *No âmbito dos lotes C, I, e J, as cotações **Turnkey**, obtidas em 27 de outubro de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4a) – totalizando R\$ 132.021.535,21 para o lote C, R\$ 130.013.731,53 para o lote I e R\$ 133.987.918,43 para o lote J –, foram utilizadas, após a adição dos impostos e contribuições isentos no REIDI, como custo total de investimento obtido a partir da cotação (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, pp. 1 a 4).*

274. *No âmbito do lote T, todavia, ao valor da cotação **Turnkey**, obtida em 3 de julho de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4b) – totalizando R\$ 85.000.000,00 –, adicionaram-se gastos de engenharia, gastos eventuais e custos indiretos totalizando R\$ 6.102.830,00. Desse modo, utilizou-se, após a adição dos impostos e contribuições isentos no REIDI, R\$ 99.631.266,40 como custo total de investimento obtido a partir da cotação. Corrigindo-se a variação cambial frente ao dólar, obteve-se o total de R\$ 115.887.510,00 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, pp. 5 e 6).*

275. *No âmbito do lote X, diferentemente dos outros casos analisados, ao valor da cotação **Turnkey**, recebida em 2 de julho de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4c), – obtida por estimativa, no total de R\$ 77.500.000,00 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, p. 7) –, apenas se adicionaram os custos indiretos, no total de R\$ 2.092.500,00. Desse modo, utilizou-se R\$ 79.592.500,00 como custo total do de investimento obtido a partir da cotação, sem se se adicionar os impostos e contribuições isentos no REIDI, tampouco corrigir variação cambial frente ao dólar (idem, pp. 8 e 9).*

276. *Analogamente, tampouco se constatou que a Aneel utilizou procedimentos consistentes no tratamento da cotação apresentada pela empresa Alstom.*

277. *No âmbito do lote S, não se identificou memória de cálculo que enseje a redução do valor da cotação obtida no dia 29 de junho de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D5a) – totalizando R\$ 69.876.429,29 – para o valor de R\$ 60. 561.752,70 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D5, p. 1).*

278. *No âmbito do lote T, ao valor da cotação, obtida no dia 29 de junho de 2015 – totalizando R\$ 77.770.853,88 –, foram adicionados, conforme metodologia do Banco de Preços de referência, custos de obras civis e montagem eletromecânica, no total de R\$ 1.180.051,12, além de gastos com canteiro de obras, comissionamento, engenharia, administração local, transporte, gastos eventuais e custos indiretos, em montante R\$ 12.087.253,25. Desse modo, utilizou-se R\$ 90.038.158,25 como custo total de investimento obtido a partir da cotação; e corrigindo-se a variação cambial frente ao dólar, obteve-se total de R\$ 114.910.330,00 (idem, p. 2 e 3).*

279. No âmbito do Lote X, todavia, ao valor da cotação, obtida no dia 29 de junho de 2015 – totalizando R\$ 78.716.537,69 –, foram adicionados, sem observância da metodologia do Banco de Preços da agência, custos de obras civis no total de R\$ 25.000.000,00, além de gastos com canteiro de obras, comissionamento, engenharia, administração local, transporte, gastos eventuais e custos indiretos, em montante R\$ 12.331.155,43. Desse modo, utilizou-se R\$ 124.262.132,60 como custo total de investimento obtido a partir da cotação, sem se corrigir a variação cambial frente ao dólar (ibidem, pp. 4 e 5).

280. Inicialmente, a cotação de CER fornecida pela empresa Toshiba – e utilizada no cálculo do custo de instalação do CER do lote C – não foi anexada ao processo. Instada a se manifestar sobre a questão no item 2.2 do Ofício de diligência 002/2016-TCU/SeinfraElétrica de 4/1/2016 (peça 3) a Aneel forneceu a documentação requerida, em anexo ao Ofício 002/106-AIN/ANEEL de 8/1/2016 (peça 9). Contudo, esta equipe não pôde concluir, em bases confiáveis, a partir das informações contidas no orçamento e das planilhas fornecidas pela Aneel, se esta é uma cotação de natureza **TurnKey** ou cotação somente do equipamento.

281. De acordo com as planilhas de investimentos (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D6), como não se fizeram alterações com vistas a inclusão de custos com obras civis e instalação do equipamento, a agência presumiu a cotação fornecida pela empresa Toshiba ser do tipo **TurnKey**. Muito embora não haja a presença dessa informação explicitamente na comunicação realizada por essa empresa, é razoável assumir, diferentemente realizado pela Aneel, que a cotação fornecida pela empresa Toshiba considera somente o fornecimento dos equipamentos. Por um lado, a empresa fornece um valor estimativo líquido em seu orçamento. Por outro lado, há ampla diferença entre as cotações da Toshiba – R\$ 82.020.997,00, valor alterado para desconsiderar benefícios fiscais –, a cotação **TurnKey** da Siemens – R\$ 144.380.506,57, valor alterado para desconsiderar benefícios fiscais – e a estimativa do custo total de instalação obtido a partir da cotação da Alstom – R\$ 101.150.789,62.

282. De todo modo, caso a cotação da empresa Toshiba não possa ser comparada, em bases confiáveis, a outras cotações e à estimativa obtida a partir do Banco de Preços de referência, deveria abster-se a agência de utilizar aquela informação em sua planilha de estimativa de custos.

c) Tratamento das cotações advindas de fornecedores – cotações com regime de tributação distintos

283. No que se concernem as diferentes formas de apresentação de regimes fiscais pelos orçamentos fornecidos pelas empresas – haja vista as empresas Siemens e Toshiba calcularem suas cotações excluindo o valor do ICMS e incluindo os benefícios do regime especial de incentivos para o desenvolvimento da infraestrutura (REIDI) (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4a, D4b, D4c e D6a), e a empresa Alstom incluir o ICMS e desconsiderar esses benefícios, incluindo os impostos no preço do equipamento (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D5a e D5b) – as planilhas de investimento se demonstraram consistentes (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, D5 e D6) – tanto para as cotações da Siemens e Toshiba, quanto para cotações da Alstom.

284. Relativamente à premissa da sensibilidade dos preços dos CER a variações cambiais e a influência dessa sensibilidade nas estimativas de custos de investimento do Leilão 13/2015, deve-se avaliar se as estimativas obtidas a partir do Banco de Preços de referência e das cotações fornecidas pelas empresas são apresentadas na mesma base temporal.

285. No caso concreto, verificaram-se as seguintes situações fáticas.

286. No âmbito dos lotes C, I, J e P, a estimativa a partir de dados do Banco de Preços da Aneel é realizada com base no mês de agosto de 2015. Além disso, receberam-se as cotações da empresa Siemens em 27 de outubro de 2015; da empresa Alstom em 23 de outubro de 2015 e da empresa Toshiba – utilizada somente no cálculo do lote C – em 22 de outubro de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4a, D5b e D6a). Não obstante a taxa câmbio ter se alterado de R\$ 3,514 por US\$ no mês de agosto para R\$ 3,816 por US\$ no mês de outubro (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D7a e D7b) – variação de 8,5% –, não se verificou, nas planilhas de investimento, atualização do valor estimado a partir do Banco de Preços de referência até a data das cotações.

287. No âmbito do lote T, a estimativa obtida a partir de dados do Banco de Preços da Aneel é calculada com base no mês de junho de 2015. Além disso, receberam-se as cotações da empresa Siemens em 3 de julho de 2015 e da empresa Alstom em 29 de junho de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4b e D5a). Verificou-se, na planilha de investimentos, para o cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) máxima, que os valores calculados foram atualizados pela variação cambial entre os meses de maio de 2015 e 20 de setembro de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, p. 6 e E3/D5, p. 3).

288. No âmbito do lote X, a estimativa a partir de dados do Banco de Preços da Aneel é realizada com base no mês de junho de 2015. Além disso, receberam-se as cotações da empresa Siemens em 2 de julho de 2015 e da empresa Alstom em 29 de junho de 2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4b e D5a). Não se verificou, na planilha de investimentos, para o cálculo da RAP máxima, que os valores calculados foram atualizados pela variação cambial (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D4, p. 9 e D5, p. 5).

d) Conclusão acerca do tratamento das cotações dos CERs

289. Diante do caso concreto, não se identificou procedimento consistente e sistemático da agência no tratamento de dados obtidos em bases temporais diferentes. Essa diferença na base temporal, devido a fortes variações cambiais no período, tanto de valorização do real quanto de desvalorização, pode implicar tanto em superestimativa dos custos de investimento – resultando em uma RAP supervalorizada, com efeito durante todo o prazo de concessão – quanto em subestimativa dos custos de investimento – resultando em desinteresse de proponentes pelo lote.

290. Instada, inicialmente, a se manifestar sobre a metodologia utilizada na composição do preço do CER a partir do Banco de Preços, no âmbito do lote C; sobre os procedimentos realizados no tratamento das cotações da Siemens, no âmbito dos lotes S, T e X; e da Alstom, no âmbito do lote S, intermédio dos itens 2.9 a 2.14 do Ofício-diligência 002/2016-TCU/SeinfraElétrica (peça 3), a Aneel afirmou (peça 9), em maior parte de sua resposta, informações que já apresentadas nos Atos Justificatórios do leilão – diferentes, todavia, dos dados constantes das planilhas.

291. Não obstante a ineficiência da revisão inicial das planilhas de investimento realizada pela agência, esta não se empenhou em reavaliar de fato os pontos questionados pela equipe de auditoria na diligência supra. Esta Equipe, posteriormente, reiterou os questionamentos a Aneel por intermédio dos itens 2.1 a 2.5 do Ofício de fiscalização 002b/2016-TCU/SeinfraElétrica (peça 21), de 13/1/2016, apontando especificamente as inconsistências encontradas entre as metodologias no cálculo do Banco de Preços, análise das cotações da Siemens e Alstom, no âmbito dos lotes C, J, T, S e X.

292. Enfim, já estando a presente instrução em estágio avançado de elaboração, a agência encaminhou ofício justificando que revisou suas planilhas e listou correções em todos os pontos questionados (peça 20). Não se pôde, entretanto, validar a correção do lote S, haja vista esta continuar com um erro no cálculo da média de 3 valores (peça 27, itens não digitalizáveis – E3/D8), mesmo após repetidos questionamentos desta equipe de fiscalização.

293. Destaca-se que os apontamentos realizados não são difíceis de se detectarem a partir de revisão e gestão de qualidade mínima das planilhas de investimento pela própria agência – não devendo esta considerar o TCU como revisor de suas planilhas. Em face das inconsistências verificadas e após unidade técnica questionar sobre as metodologias utilizadas em diferentes lotes, ainda assim a Aneel não revisou suas planilhas. Necessitou-se a designação de células, planilhas e arquivos específicos para que a agência providenciasse a revisão originalmente necessária.

294. Diante das inconsistências apresentadas, não foi possível identificar, nos arquivos fornecidos pela Aneel, quem foram os agentes responsáveis pela edição manual dos arquivos, tampouco os responsáveis pela revisão. Esta equipe de fiscalização realizou exaustiva revisão de quantitativos em estimativas obtidas por cotação e também nos submódulos utilizados na composição dos preços a partir das cotações fornecidas por empresas. É um retrabalho expressivo, principalmente em se tratando de leilão com volume tão grande de empreendimentos: 94 empreendimentos em 26

lotes, e cada empreendimento possui um número elevado de módulos fornecidos pelo Banco de Preços para serem tratados individualmente.

295. *Instada a se manifestar sobre a questão no item 2.4 do Ofício de diligência 002/2016-TCU/SeinfraElétrica de 4/1/2016 (peça 3), a Aneel justificou no Ofício 002/2015-AIN/ANEEL de 8/1/2016 (peça 9) que, dependendo dos prazos contratuais para execução dos empreendimentos com contratos entre 2013 até a data presente, é provável que esses equipamentos não estejam incluídos na base contábil das transmissoras que possuam estes tipos de equipamentos em suas concessões.*

296. *Em face do exposto, entende-se razoável a utilização de metodologia de cálculo da média entre o valor estimado a partir do Banco de Preços e de cotações obtidas com fornecedores, tanto para este leilão quanto para leilões futuros. Todavia, primeiramente, propõe-se expedir determinação para que a Aneel, no âmbito do Leilão 13/2015 e dos próximos leilões, utilize a mesma base temporal de valor em todos os seus cálculos envolvendo CER que não estejam listados naquele referencial. Ademais, propõe-se expedir determinação para que a agência, no âmbito do Leilão 13/2015 e dos próximos leilões, desenvolva e aplique metodologia sistemática e consistente no cálculo dos custos totais de instalação a partir de cotações do equipamento unitário e cotações **Turnkey**.*

Cabos 795 **Tern** com 6 subcondutores

297. *Nos eixos de transmissão em 500 kV dos lotes A, B, C, F, G e H, previu-se a utilização de cabo 795 **Tern** com 6 subcondutores por fase de modo a se permitir o maior fluxo possível nas interligações, conforme os Relatórios RI dos lotes em análise (peça 27, itens não digitalizáveis – E4/D1). Contudo, pelo fato de ser um tipo de instalação de uso recente, o Banco de Preços de referência da Aneel ainda não possui cotação específica a configuração do cabo com 6 subcondutores.*

298. *No caso concreto, visando estimar o custo por quilômetro da instalação do cabo com 6 subcondutores, a Aneel considerou o custo incremental de instalação de um subcondutor como o valor da diferença entre a instalação de um cabo com 4 subcondutores e um cabo com 3 condutores. Posteriormente, ao valor da instalação de um cabo de 4 subcondutores, adicionou-se o dobro do incremento para instalação de um novo subcondutor, conforme disposto na Nota Técnica 415/2015-SCT/Aneel (peça 27, itens não digitalizáveis – E4/D2). Esse procedimento também foi empregado pela agência para estimar a taxa anual de depreciação e na estimação do percentual associado aos custos totais com terrenos e servidão, utilizado no cálculo dos itens não-financeáveis.*

299. *Destaca-se, preliminarmente, que a hipótese utilizada para cálculo dos custos de instalação do cabo **Tern** 795 de 6 subcondutores é deveras razoável, haja vista ser igualmente razoável considerar a instalação de cabos como função da soma de custos fixos a custos variáveis, sendo estes proporcionais ao número de subcondutores. Entretanto, a extensão dessa metodologia para o cálculo da taxa de depreciação e do percentual associado ao custo de terrenos e servidão não é condizente com os cálculos de investimento.*

300. *Considerando o cálculo da taxa de depreciação do equipamento, verifica-se que essa taxa é computada pela razão de dois termos, quais sejam o valor total depreciável e o custo total de instalação (peça 27, itens não digitalizáveis – E4/D3). Por conseguinte, a hipótese de linearidade não é válida, devido ao denominador ser o custo total de instalação – função do número de subcondutores. Contudo, é plausível considerar-se a linearidade do valor total depreciável pela adição de um novo subcondutor, pela mesma hipótese aplicada ao custo total de investimento: parte do valor total depreciável é a soma de uma parte fixa e outra parte variável, proporcional ao número de subcondutores. No final, pode aplicar-se o método proposto pela agência para estimar o valor total depreciável do cabo 795 **Tern** com 6 subcondutores e, posteriormente, calcular-se a taxa de depreciação a partir da razão entre o valor total depreciável estimado e custo total de instalação estimado.*

301. *Considerando o custo total com terrenos e servidão, verificou-se que esse custo é igual tanto para cabos com 3 e quanto para 4 subcondutores, ou seja, o custo total com terrenos e servidão independe do número de subcondutores dos cabos da linha de transmissão já que a faixa de terreno*

ocupada pela linha tem largura variável em função da tensão da linha e não do número de condutores (peça 27, itens não digitalizáveis – E4/D4, p. 1). Todavia, utilizando-se a metodologia proposta pela Aneel para o cálculo de taxa associada ao custo com terrenos e servidão, o custo final de terreno e servidão reduz-se com o aumento para 6 subcondutores (*idem*, p. 2). Desse modo, deve calcular-se o percentual associado aos custos totais com terrenos e servidão a partir da divisão do custo total com terrenos e servidão associado a instalação de cabos com 3 e 4 subcondutores pelo custo total de instalação.

302. Conquanto o impacto do erro no cálculo da taxa de depreciação e do total com terrenos e servidão não possua elevada materialidade, há no caso em tela um erro de metodologia que, caso não seja corrigido, propagar-se-á aos próximos leilões em que se utilize essa metodologia.

303. Nada obstante, em face do exposto, propõe-se expedir recomendação para que a agência revise e corrija o cálculo dos custos do terreno e do pagamento de servidão, além da taxa de depreciação das linhas de transmissão, contempladas nos lotes A, B, C, F, G e H, que possuam instalações de cabo 795 Tern com 6 subcondutores.

Custos fundiários das regiões de Marituba e Utinga

304. As regiões de Marituba e Utinga são áreas de adensamento populacional urbano intenso, nas quais se localiza a linha de transmissão (LT) 230 kV Marituba – Utinga C3/C4, contemplada no lote V conforme os atos justificatórios do Leilão 13/2015 (peça 27, itens não digitalizáveis – E5/D1, pp. 128 a 130). Apesar de já haver LT existente com faixa de servidão a ser aproveitada, a expansão urbana vem ocupando esse espaço. Com isso, possivelmente, haverá trechos com necessidade de relocação imobiliária para a implantação da futura linha de transmissão. O valor da indenização devida em razão da desapropriação do imóvel deve corresponder, na medida do possível, ao valor de mercado efetivo do imóvel, ou seja, ao valor de venda de uma determinada propriedade conforme preços praticados no mercado imobiliário.

305. Nos termos das regras técnicas em vigor (NBR 14653-2; item 8.2.1), para fins de avaliação de propriedades urbanas, deve realizar-se efetiva pesquisa da atual situação do mercado imobiliário relativamente a imóveis em situação semelhante, de modo se a permitir uma avaliação estatística dos dados correspondentes, formando, a partir destes, uma amostra do mercado correspondente. A pesquisa deve ser realizada com base em uma amostra representativa do mercado de imóveis com características semelhantes às propriedades objeto de avaliação, utilizando-se, tanto quanto possível, fontes diversificadas (NBR 14653-2; itens 8.2.1.3.2 e 3.2.1.3.3). Apesar de os dados de oferta serem indicações importantes no valor de mercado, deve considerar-se que esses dados podem estar acompanhados por superestimativas e estas, sempre que possível, devem ser quantificadas pelo confronto com dados de transações (NBR 14653-2; item 8.2.1.3.4).

306. Destaca-se a estimativa de investimento da LT 230 kV Marituba – Utinga, com 10,4 km. Analisando a planilha de investimento (peça 27, itens não digitalizáveis – E5/D2), verificou-se que os custos de instalação associados a torres autoportantes e cabos 636 Grobeak de 2 subcondutores totalizam R\$ 5.148.110,21, ao passo que os custos fundiários totalizam R\$ 63.202.000,00. Estes foram estimados a partir de uma metodologia simplificada de pesquisa de valores, via internet, de terrenos de grandes extensões nas regiões semiurbanas dos municípios de Ananindeua e Marituba, apresentados em NT 001/2015 EEMT-Eletronorte (peça 27, itens não digitalizáveis – E5/D3).

307. É digna de análise a insuficiência das fontes de pesquisa de preços apresentadas. Conforme a NBR 14653-2; itens 8.2.1.3.2 e 3.2.1.3.3, a amostra utilizada na pesquisa deve ser representativa do mercado de imóveis, e deve apresentar características semelhantes às propriedades objeto de avaliação; ademais, deve-se utilizar, tanto quanto possível, fontes diversificadas. Ademais, conforme o item 8.2.1.3.4 da NBR 14653-2, deve-se considerar que os dados de oferta podem estar acompanhando de superestimativas, que devem, sempre que possível, serem quantificadas pelo confronto com dados de transações.

308. Malgrado a NT 001/2015 EEMT-Eletronorte informe que a pesquisa baseou-se em pesquisas de preço, contato com imobiliárias, informações de números telefônicos e valores de

anúncios de internet, para lotes sem construção (*idem*, pp. 6, 9 e 14), foram utilizadas 4 (quatro) anúncios de propriedades em Marituba (*ibidem*, pp. 20 a 22): 2 (dois) listados no sítio de classificados pessoais <http://www.olx.com.br>; 1 (um) listado no sítio de classificados pessoais <http://www.xlsamba.com.br> e 1 (um) listado no sítio de classificados imobiliários <http://www.imobr.com.br>; e, em Ananindeua, disponibilizaram-se 3 (três) anúncios de propriedades (*ibidem*, p. 23), todos listados no sítio de classificados pessoais <http://www.olx.com.br>. É importante ressaltar que constam, entre as propriedades analisadas em Marituba, duas chácaras com edificações e benfeitorias construídas (*ibidem*, p. 21) e não há referência a estimativas dos valores de mercado destas.

309. Diante do caso concreto, observa-se que há diversas incongruências na metodologia em análise. Em primeiro lugar, não é razoável considerar que 3 ou 4 anúncios se configuram como amostras representativas do mercado de imóveis de zonas adensamento populacional urbano intenso, caracterizado pela presença de muitos terrenos de tamanho reduzido. A consulta de três sítios da internet tampouco se configura como uso de fontes diversificadas – ressalta-se que, para a cidade Ananindeua, todas 3 cotações foram obtidas a partir do mesmo sítio de classificados pessoais. Ademais, não há separação dos valores associados a terrenos e a edificações e benfeitorias construídas. Por fim, não há, na NT 001/2015 EEMT-Eletronorte, menção de confronto entre cotações obtidas e valores obtidos em transações efetivas.

310. Mesmo reconhecendo a possibilidade tanto de superestimativa – quanto de subestimativa – do investimento em decorrência do estudo metodologicamente falho, os prejuízos advindos do tempo de realização de um novo estudo são maiores que os benefícios esperados, haja vista que prazo de necessidade estipulado para este empreendimento é dezembro de 2016. Ademais, o lote do qual a LT 230 kV Marituba – Utinga faz parte já integrou o Leilão 5/2015 SCT-Aneel – sem a presença de proponentes para o lote.

311. Nada obstante, em face do exposto, propõe-se expedir determinação para que a Aneel, em futuros leilões, ao se abster de utilizar o Banco de Preços para avaliação fundiária, utilize estudos de avaliação dos custos fundiários realizados em conformidade com as normas técnicas em vigor.

Cronograma de Desembolso de Investimentos

312. Revisitando a composição do cálculo da Receita Anual Permitida (RAP), destaca-se que este se efetua a partir da simulação de um concessionário eficiente por meio de um fluxo de caixa construído com base nas entradas de caixa (RAP) e saídas (custos de investimentos – licenças, projetos, regularização fundiária, obras civis, compra de equipamentos – e custos de operação e manutenção) ao longo do tempo da concessão, dada uma taxa interna de retorno adequada para esse tipo de investimento. Tem-se, ademais, que a RAP é devida somente após a entrada em operação do empreendimento, estendendo-se até o prazo final do contrato de concessão. Desse modo, nas concessões precedidas de obras, como ora em exame, as saídas do fluxo de caixa mais substanciais do projeto se iniciam na fase de investimentos, previamente a entrada de recursos.

313. As concessões dos lotes do Leilão 13/2015-Aneel possuem prazo de 30 anos, contudo a agência estipulou diferentes prazos – 60, 48, 42 e 36 meses – para realização das obras dos empreendimentos contemplados em diferentes lotes (peça 27, itens não digitalizáveis – E6/DI, p. 6). Questionada sobre os critérios utilizados para definição dos prazos, por meio do item 2.7 do Ofício diligência 002/2016-TCU/SeinfraElétrica, de 4/1/2016 (peça 3), a Aneel justificou que estes estão relacionados tanto com os prazos máximos para obtenção da Licença de Instalação (LI), estipulada na Resolução CONAMA 237/1997, quanto aos prazos médios de emissão do termo de referência e de elaboração de EIA/RIMA ou obtenção de LI por meio de Relatório Ambiental Simplificado (RAS); e aos prazos estimados de implantação em empreendimentos de grande porte e dificuldade de liberação fundiária/ambiental, médio porte ou moderada dificuldade de liberação fundiária/ambiental, ou pequeno porte ou pouca dificuldade fundiária (peça 9). A Tabela 13 resume a constituição dos prazos de implantação dos empreendimentos.

Tabela 13 – Detalhamento dos prazos de implantação dos empreendimentos

Prazo	Licenciamento ambiental	Implantação
60 meses	24 (LI) e 12 (EIA/RIMA) meses.	24 meses
42 e 48 meses	24 (LI) e 12 (EIA/RIMA) meses	6 a 12 meses
36 meses	22 meses (RAS)	Até 14 meses

314. Portanto, segundo os critérios utilizados pela agência, os prazos de realização das obras não se referem somente ao desenvolvimento das obras de construção, mas há também um período – superior a metade do prazo total de implantação do empreendimento – relativo aos procedimentos de licenciamento ambiental.

315. No período de licenciamento ambiental, especificamente, a aplicação de recursos financeiros se mostra menos intensa se comparada a execução da obra propriamente dita, haja vista se tratarem de investimentos que não demandam pesados aportes de recursos, quando comparados à aquisição de equipamentos de transmissão e construção e obras civis. Por certo, paralelamente ao processo de licenciamento, há o desenvolvimento de projetos engenharia e negociação de desapropriações fundiárias, que, embora demandem aporte de recursos, ainda não se comparam aos aportes realizados na fase de construção, conforme evidenciado nos parágrafos seguintes.

316. Tal digressão se mostra importante na construção do cálculo da RAP, conforme metodologia adotada pela Aneel, vez que a receita da concessão é sensivelmente afetada pelo cronograma de desembolso dos investimentos realizados pela concessionária, devendo, portanto, a agência considerar adequadamente as condições médias de desembolso para fins de projeção da RAP.

317. Diante disso, em função da diferença na aplicação de recursos financeiros nas fases de licenciamento ambiental e execução da obra, e devido à metodologia de composição do cálculo da RAP, esta equipe de auditoria realizou análise expedita de uma amostra do universo dos 47 contratos de transmissão assinados – no período de 2013 e 2015 – entre a Aneel e as concessionárias, obtidos no sítio da agência em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/siget/> no dia 20/01/2016, para se verificar qual o percentual médio de aporte realizado na fase prévia ao licenciamento ambiental (cronograma médio de investimentos antes do licenciamento), conforme metodologia por amostragem de populações finitas, descrita no manual ‘Técnicas de Amostragem em Auditoria’ do TCU, pp. 60 e 61, para comparar com o cronograma de investimentos adotado pela Aneel no bojo do presente leilão.

318. Os dados utilizados nessa análise foram obtidos na declaração do concessionário acerca do cronograma de implantação das obras e no orçamento simplificado, encontrados nos anexos dos contratos. Considerou-se, dado o caráter preliminar dessa análise, como parâmetro *ad hoc* e compatível com as práticas de mercado, que as empresas antecipam, em suas compras, 20% do valor total dos equipamentos adquiridos ou com pedidos de compra realizados antes do licenciamento ambiental.

319. Após apreciar uma amostra aleatória de 10 contratos (peça 27, itens não digitalizáveis – E6/D2, Análise dos Contratos), estimou-se que a média dos desembolsos realizados previamente ao licenciamento ambiental, no período de 2013 a 2015, é de 32,78%, com intervalo de confiança de +6,27% – para um nível de certeza de 99%.

320. No caso concreto, conforme o prazo de implantação do empreendimento, a Aneel utilizou cronograma de aplicação dos recursos uniforme em todos os anos: As taxas de investimento em cada ano são brevemente apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Taxa de investimento anual adotada pela Aneel no Leilão 13/2015

	Ano de Desembolso	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		ANO 0	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5
		T_0	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5
Prazo de implementação	60 meses	–	20%	20%	20%	20%	20%
	48 meses	–	25%	25%	25%	25%	–

<i>e percentual do desembolso</i>	42 meses	–	25%	25%	25%	25%	–
	36 meses	–	33%	33%	33%	–	–

Fonte: Peça 9

321. *Verifica-se, a partir detalhamento dos prazos de licenciamento descritos na Tabela 13 em conjunto com as taxas de investimentos da Tabela 14, que os percentuais de desembolso de investimento previamente à obtenção de licença ambiental (células destacadas com fundo cinza) considerados pela agência são de 60%, para empreendimentos com prazo de conclusão de 60 meses; de 75%, para empreendimentos de 48 e 42 meses; e de, aproximadamente, 63%, para empreendimentos de 36 meses.*

322. *Diante do caso concreto, confirmando a premissa razoável de que o nível de investimentos na fase anterior à obtenção da licença de ambiental é relativamente menor a fase de construção da obra em si, com base no teste T de **Student** realizado a partir dos dados obtidos pela equipe de auditoria, confirma-se – com certeza superior a 99% – que os valores utilizados pela Aneel não são condizentes com a média praticada pelas concessionárias da área de transmissão, no período de 2013 a 2015.*

323. *A partir da inconsistência verificada entre os dados utilizados pela Aneel e a prática de mercado, esta equipe de auditoria realizou análise para quantificação em termos da RAP máxima, em amostra aleatória de 7 lotes do Leilão 13/2015-Aneel. Considerando desembolso de investimento previamente ao licenciamento ambiental de 38,45% – limite superior da média de mercado estimada –, estima-se que a média de redução da RAP máxima seja de 5,07%, com intervalo de confiança de $\pm 0,79\%$ – para um nível de certeza de 99% (peça 27, itens não digitalizáveis – E6/D2, Análise Alteração RAP nos Lotes). Com base nesses dados e considerando que a média de pagamento da RAP seja feita por cerca de 26 anos, pode-se estimar que uma redução média para todo o Leilão 13/2015 de R\$ 5,6 bilhões (a valor presente), devido a utilização de práticas de mercado nas premissas de desembolso de investimentos adotadas para o cálculo da RAP.*

324. *Mesmo reconhecendo a possibilidade de superestimativa da RAP máxima em decorrência dos parâmetros não aderentes às práticas de mercado, conforme analisado, pondera-se que o exame realizado possui caráter perfunctório, de modo que é conveniente a realização de estudos mais detalhados por parte da Aneel a fim de definir as condições médias e razoáveis de mercado para inserção nas condições de contorno de cálculo da RAP. Para o leilão em exame, ponderando-se os princípios da razoabilidade e da economicidade, entende-se que os prejuízos advindos do tempo de realização de um novo estudo para aplicação imediata das premissas de desembolso de investimentos podem ser maiores que os benefícios esperados, haja vista o breve prazo para realização do leilão e sua urgência para o sistema elétrico brasileiro, decorrente do prazo de necessidade estipulado para alguns empreendimentos ser imediato. Por essa razão, deixa-se de propor medida corretiva para o presente leilão.*

325. *Nada obstante, em face do exposto, propõe-se determinação no sentido de que a Aneel realize estudos estatisticamente consistentes para se estimar o desembolso médio previamente à obtenção da licença ambiental, condizente com as práticas das concessionárias, e as adote no cálculo da RAP dos próximos leilões, de forma que o cronograma de desembolso previamente à obtenção de licença ambiental seja compatível com as práticas médias verificadas em seus estudos.*

CONCLUSÃO

326. *Trata-se do maior leilão transmissão já realizado no Brasil com investimentos de cerca de R\$ 23,2 bilhões de reais, 26 lotes, 12.811 km de linhas de transmissão e 34 subestações de energia.*

327. *Três fatos merecem destaque: o extraordinário volume de investimentos necessários em cenário pouco propício; onze lotes já estiveram presentes em leilões anteriores sem que houvesse interessados; e todos os lotes estão com os prazos de necessidade de entrada em operação incompatíveis com os prazos definidos no edital para a entrada em funcionamento das instalações elétricas.*

328. *O cenário para realização do leilão é desfavorável e pior que os anos anteriores.*

Registra-se instabilidade econômica e setorial que impactam diretamente nos riscos e na atratividade da realização de investimentos de grande montante no Brasil e no setor de transmissão de energia.

329. *Há problemas relacionados a importantes e tradicionais **players** do setor de transmissão brasileiro, a exemplo das estatais do Grupo Eletrobras, estatais estaduais e certas multinacionais privadas, o que reduz a já insuficiente capacidade de investimento no setor.*

330. *Há menor disponibilidade de fontes de financiamento a custos baixos para o setor. Registra-se baixo volume de empréstimos concedidos em 2015 do BNDES e de emissões de debentures incentivadas. Ademais houve elevação dos custos de empréstimos e redução do percentual financiável dos empreendimentos.*

331. *A despeito dos problemas relativos à demanda por investimentos, a necessidade de expansão do setor de transmissão sofreu crescimento acentuado, saindo de R\$ 2,6 bilhões (atualizados pelo IPCA 7/2015) para quase R\$ 29 bilhões em 2016.*

332. *Em paralelo, verifica-se a partir de 2012 o aumento do número de lotes vazios nos leilões e a diminuição da concorrência por lotes, sendo o ápice o último leilão de 2015 (Leilão 5/2015-Aneel) que ofertou doze lotes, tendo oito sem interessados e uma única proposta nos lotes arrematados.*

333. *Os fatos mencionados revelam elevado risco de insucesso na contratação de investimentos em linhas de transmissão em 2016 e em especial do Leilão 13/2015-Aneel. As consequências da não expansão do setor de transmissão podem resultar em limitações na transferência de energia entre submercados, sobrecarga de linhas existentes, diminuição de redundâncias e deficiência no escoamento de certos empreendimentos de geração, com consequentes aumento do custo da energia, risco maior de apagões e diminuição da segurança energética.*

334. *Considerando os diversos problemas relatados, entendeu-se pertinente propor a adoção de medidas corretivas e mitigadoras relacionadas tanto à realização do Leilão 13/2015 como ao planejamento da expansão do setor elétrico com o objetivo de mitigar os custos do sistema, inclusive, os decorrentes da, eventual, impossibilidade de contratação de todos os investimentos tidos como necessários para a adequada expansão do sistema de transmissão, conforme o planejado pelo MME.*

335. *No que toca à precificação da RAP teto dos lotes deste leilão, faz-se necessária explicação sobre o critério adotado pela equipe de auditoria na construção das propostas corretivas.*

336. *A agência reguladora possui discricionariedade para realizar a escolha de metodologias para a precificação de ativos, desde que científica e matematicamente adequadas e devidamente ajustadas à realidade brasileira. No caso concreto, a Aneel efetivamente escolheu métodos universalmente aceitos, como o fluxo de caixa descontado, o **WACC** e o **CAPM**, mas cometeu erros ao adequá-los à realidade nacional.*

337. *Esses erros proporcionam uma inadequada precificação de ativos que podem ocasionar, se para baixo, a não contratação de importantes investimentos, trazendo prejuízos tanto financeiros quanto para a segurança energética ou, se para cima, a contratação por preço elevado, quando inexistir competição, que é o caso dos últimos leilões.*

338. *Assim sendo, como a segurança energética e a modicidade tarifária são imperativos legais, refletidos no art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995 e até mesmo na Constituição, e que erros na precificação de ativos podem colocar em risco o adequado cumprimento da lei e do interesse público, entende-se necessário determinar à Aneel que corrija essas impropriedades.*

339. *Entretanto, dada a premência de realização do leilão, contraposta à necessidade de se desenvolver estudos mais amplos que possam efetivamente contribuir para maior aderência das metodologias com a realidade brasileira, entende-se pertinente a realização de determinação corretiva para este leilão apenas de variáveis que prescindem desses estudos e são, pois, correções diretas e imediatas nas planilhas de fluxo de caixa e resultam em alterações rapidamente calculadas na RAP teto de leilão.*

340. *Enquadram-se nessa situação a alteração do custo de capital próprio decorrente da eliminação da parcela do Beta Misto do período construtivo, a utilização de novo patamar de Risco Brasil, considerando a perda do grau de investimento, e correções simples de valores relacionados a*

custos de investimento e outros.

341. *No que toca à estimativa dos custos de investimentos das instalações contemplada nos lotes deste leilão, foram detectadas impropriedades nos procedimentos de manipulação dos dados gerados pelo Banco de Preços para fins de ajuste na composição de custo de alguns empreendimentos, como alteamento de torres, desconformidade do prazo de execução do Lote Q, proporção adequada entre torres estaiadas e autoportantes.*

342. *Destaca-se que todas essas inconsistências resultaram de alterações manuais em planilhas geradas automaticamente no referencial da Aneel. Essas inconsistências, entretanto, são de fácil detecção na realização de revisão da agência, não devendo o TCU ser instância de revisão de quantitativos de planilhas, de modo que além das propostas corretivas para os lotes, formulou-se proposta no sentido de que a Aneel identifique os responsáveis por alterações manuais em planilha, entre outros.*

343. *Ademais, verificou-se problemas relacionados a ausência de procedimento consistente e sistemático da agência no tratamento de dados obtidos para o cálculo dos custos de instalação de Compensadores Estáticos de Reativos (CER), inconsistência metodológica para o cálculo do custo de instalação do cabo 795 **Tern** de 6 subcondutores e impropriedades nos cálculos de custos fundiários da LT entre Marituba e Utinga.*

344. *Por fim, verificou-se incompatibilidades da metodologia de cálculo do custo de capital de terceiros (alavancagem financeira e custo de financiamento) com os parâmetros econômicos identificados na presente fiscalização, e do critério de distribuição de desembolsos financeiros relacionados à fase de investimentos com as práticas de mercado, para a precificação da RAP teto de leilão. Essas variáveis, por merecerem estudos aprofundados da agência são objeto de propostas de determinação, que alcançarão exclusivamente os futuros leilões.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

345. *Dado o exposto, submetem-se os autos ao gabinete do Ministro-Relator com as seguintes propostas:*

a) *considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional de Energia Elétrica atendeu aos requisitos previstos nos art. 7º, inciso I, 8º, inciso I, da Instrução Normativa – TCU 27/1998 para a desestatização no Leilão 13/2015-Aneel.*

b) *determinar à Aneel, com fundamento no inciso IX do art. 71 da Carta Magna de 1988, no art. 45 da Lei 8.443/1992 e no art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995, que promova as alterações para reprecificação da RAP teto do Leilão 13/2015-Aneel e de futuros leilões, quando aplicável, em conformidade com o que se segue:*

b.1) *abstenha-se de utilizar o Beta do setor de construção civil pesada na metodologia de cálculo do custo de capital próprio, por incoerência técnico-teórica, ausência de fundamentação e duplicidade no cômputo do adicional de risco;*

b.2) *considere como Risco Brasil, no cálculo do custo de capital próprio, valor compatível com a perda do grau de investimento do País;*

b.3) *revise os percentuais de alteamento de estruturas de aço autoportante e estaiadas adotados no cálculo dos investimentos dos Lotes F, G e H consoante a aplicação da metodologia consubstanciada na NT 0233/2013-SCT/Aneel, de modo a traduzir as reais particularidades das obras desses lotes;*

b.4) *corrija o prazo de construção dos empreendimentos do Lote Q de forma a haver coerência entre os atos justificatórios e a planilha de cálculo da RAP respectiva;*

b.5) *utilize a mesma base temporal de valor em todos os seus cálculos envolvendo Compensadores Estáticos de Reativos que não estejam listados no Banco de Preços de referência, e aplique metodologia sistemática e consistente no cálculo dos custos totais de equipamentos obtidos a partir de cotações;*

- b.6) utilizar, nos leilões futuros, quando renunciar aos valores constantes do Banco de Preços, estudos de avaliação dos custos fundiários realizados em conformidade com as normas técnicas de avaliação de imóveis em vigor;
- b.7) destaque, nos próximos leilões, relativamente às planilhas de investimento submetidas ao TCU no âmbito da IN 27/1998-TCU, todas as alterações manuais realizadas, com a indicação de, no mínimo, data da modificação, descrição da modificação, identificação do responsável pela modificação, data de revisão da planilha, e identificação do responsável pela revisão.
- c) determinar à Aneel, com fundamento no inciso IX do art. 71 da Constituição Federal de 1988, no art. 45 da Lei 8.443/1992 e no art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995, que apresente estudos, devidamente fundamentados, preferencialmente com dados reais do setor de transmissão, no prazo de 180 dias, para adequada precificação da RAP teto de leilão, sobre os seguintes aspectos:
- c.1) alavancagem financeira e custo de financiamento;
- c.2) desembolso médio anual previamente à obtenção de licença ambiental e até a implantação total de empreendimentos.
- d) recomendar à Aneel, com fundamento no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que revise e corrija o cálculo dos custos do terreno e do pagamento de servidão, além da taxa de depreciação das linhas de transmissão, contempladas nos lotes A, B, C, F, G e H, que possuam instalações de cabo 795 Tern com 6 subcondutores.
- e) recomendar ao MME e à EPE, com fundamento no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que considere no planejamento da expansão do sistema de geração elétrica as limitações mercadológicas/econômicas inerentes à expansão da rede de transmissão.
- f) com fundamento no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, recomendar ao MME, com o apoio da EPE, Aneel e do ONS, que:
- f.1) adeque a oferta de empreendimentos de transmissão em leilões às limitações mercadológicas/econômicas, estabelecendo, como critério de escolha, a urgência e a relevância dessas instalações para o sistema;
- f.2) antecipe o planejamento da expansão do setor de transmissão de forma a compatibilizar os prazos de implantação verificados com as datas de necessidades de entrada em operação das instalações elétricas.
- g) recomendar ao MME e à Aneel, com fundamento no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que reavaliem o Leilão 13/2015-Aneel, ante as possíveis restrições mercadológicas/econômicas, e considerem tais restrições na definição do quantitativo e da conformação de lotes e investimentos a serem ofertados, considerando critérios de urgência e relevância dessas instalações para o sistema.
- h) recomendar à Aneel, com fundamento no inciso III do art. 250 do Regimento Interno do TCU, que realize estudos específicos relacionados aos empreendimentos que sucessivamente não tiveram interessados em leilões anteriores, para identificar riscos ou custos, no caso concreto, não precificados no cálculo da RAP teto, e atue no sentido de mitigá-los ou ajustar a RAP teto de forma a tornar atrativos esses empreendimentos.
- i) determinar à Aneel, com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que encaminhe ao TCU, antes da publicação do edital de licitações, as planilhas eletrônicas e as RAP teto corrigidas.
- j) restituir os autos para a SeinfraElétrica para verificação das modificações decorrentes das deliberações do TCU e estágios seguintes do acompanhamento.”

É o relatório.

VOTO

Cuidam os autos do primeiro estágio de acompanhamento do Leilão 13/2015 – Aneel visando a concessão, pelo prazo de 30 anos, de prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica, que comporta construção, operação e manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações, a serem integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

2. É notável a magnitude do procedimento. Trata-se do maior certame de transmissão já realizado, contemplando 26 lotes, e cujos investimentos previstos alcançam o montante de R\$ 23,2 bilhões, para a implantação de 12.811 km de linhas de transmissão e 34 subestações de energia, distribuídos em dezessete estados da Federação, com capacidade de transformação de 19.560 MVA, essenciais para o escoamento de energia elétrica de parques eólicos e grandes hidrelétricas e para o aumento da confiabilidade da operação.

3. O certame ocorrerá na forma de leilão reverso, tendo por critério objetivo de julgamento das propostas a menor Receita Anual Permitida (RAP), que é a remuneração a que fará jus a futura concessionária, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão. Importante lembrar que esse valor será integralmente repassado para a tarifa de energia, sendo, portanto, um elemento relevante a ser considerado na busca da modicidade tarifária.

4. Não obstante os vultosos investimentos previstos, a unidade técnica alerta que parte dos lotes ofertados já figuraram em leilões anteriores, porém não obtiveram lances. Destacam-se, nesse conjunto, os lotes Q e R, que estiveram presentes em quatro tentativas passadas, e os lotes N, S, T, V, X e Z, que compuseram o Leilão 5/2015.

5. Primeiramente, deve-se chamar a atenção para o expressivo aumento da necessidade de investimentos do setor de transmissão brasileiro, cujo montante, em 2010, se situava em torno de R\$ 2,6 bilhões, passando a quase R\$ 29 bilhões em 2016.

6. Por outro lado, não se pode deixar de mencionar que o cenário adverso em que se encontra o ambiente econômico também acomete os negócios do setor, que experimenta diversas restrições, a exemplo da redução e encarecimento de financiamento, dificuldades enfrentadas pelas empresas do grupo Eletrobras (maior investidor do setor elétrico), além de obstáculos de ordem ambiental e fundiária, que têm gerado atrasos na entrada em operação de diversos empreendimentos já contratados. Essa situação, inevitavelmente, trará alguma influência desfavorável sobre os aportes demandados neste leilão, sobretudo nas questões ligadas à alavancagem financeira e pela redução de investidores interessados e aptos.

7. Nesse contexto, as consequências para o setor de eventual ausência de interessados nessa nova rodada de ofertas são preocupantes, afetando de forma mais crítica alguns dos lotes, podendo ter reflexos no custo futuro da energia, assim como na segurança da operação e no abastecimento do setor. A SeinfraElétrica pontua que um eventual atraso nos cronogramas dos Lotes A, B, C, e G pode prejudicar a capacidade de intercâmbio energético entre o Nordeste e o Sudeste, considerando o potencial eólico contratado e a contratar dessas regiões. Destaca que, nesse caso, o consumidor poderá arcar com os custos da energia disponível e não escoada. De modo similar, embaraços na concessão dos Lotes H, I e T podem representar restrições de despacho na UHE Belo Monte e de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, trazendo consequências negativas para todo o Sistema Elétrico Brasileiro. Problema semelhante incide sobre o Lote Q, imprescindível para o escoamento da energia gerada nas usinas da bacia do Rio Teles Pires e que, conforme mencionado anteriormente, já esteve presente em quatro leilões anteriores, sem ofertas de interessados.

8. Considerando os eventuais riscos envolvidos, uma das formas de tornar esse ambiente mais propenso a investimentos seria o aumento da remuneração dos empreendimentos. Porém, é importante ter em mente que medidas que levem à elevação da RAP para além de um patamar adequado à conjuntura atual adversa, na tentativa de melhorar a atratividade para os lotes ofertados,

poderiam afetar desfavoravelmente a modicidade tarifária por um tempo indeterminado. É certo que parte desse efeito costuma ser mitigado pela ampla concorrência dos certames, que, no entanto, pode acabar sendo reduzida pela retração dos investimentos resultante do cenário econômico desfavorável.

9. Portanto, é muito importante que o regulador estabeleça um nível de remuneração adequado, de forma a equilibrar a atratividade dos empreendimentos com a modicidade tarifária desejada. Outros fatores que também exercem influência sobre a competitividade dos certames são a precisa modelagem da RAP teto, considerando elementos aderentes à atual realidade macroeconômica, bem como o estabelecimento de disposições coerentes com relação a prazos e às responsabilidades quanto a riscos e tratamento de questões ambientais e fundiárias. São critérios determinados pela Aneel e pelo Poder Concedente, que imprimem maior confiabilidade ao certame e contribuem, portanto, para a redução dos riscos envolvidos e, conseqüentemente, para o incremento do interesse dos potenciais investidores.

10. Neste primeiro estágio do acompanhamento promovido pelo Tribunal, a secretaria especializada realizou um trabalho exaustivo e de alta densidade técnica sobre os documentos encaminhados pelos órgãos envolvidos na promoção do Leilão 13/2015, que incluíram os atos justificatórios do certame e o Estudo de Viabilidade Técnica Econômica e Ambiental (EVTEA). Em virtude da complexidade que envolve o certame, demandou-se ainda a realização de inspeção na Aneel.

11. A análise detectou diversas incoerências, dentre as quais, o descasamento entre a data de necessidade das instalações e os prazos construtivos, além de inadequações dos elementos que levam à formação da RAP teto, concernentes tanto às variáveis econômicas, cujos ajustes propostos repercutem sobre todo o leilão, quanto à precificação de investimentos, que demandam correções mais pontuais, porém de efeitos materialmente significativos, aplicáveis a lotes específicos. Algumas das medidas propostas requerem a realização de estudos, com vistas a aperfeiçoamento das metodologias que subsidiarão futuras concessões do setor.

12. Ademais, chama a atenção a heterogeneidade do conjunto de lotes que compõem o leilão, no que tange à maior criticidade e urgência de entrada em operação de alguns dos empreendimentos com relação a outros e também quanto aos diferentes níveis de atratividade envolvidos, possivelmente relacionados a substanciais diferenças entre os riscos associados a cada um deles.

13. Nesse quadro, considerando o ambiente de investimentos mais restrito, os lotes que possuem maior atratividade ou rentabilidade para o setor privado não necessariamente coincidem com os empreendimentos cuja implantação é prioritária sob a ótica do interesse público, que pode vir a ser preterido.

14. Diante dessas restrições mercadológicas e econômicas, pode ser conveniente que o MME e a Aneel reavaliem o quantitativo e a conformação dos lotes que compõem o Leilão 13/2015 – Aneel, considerando tais limitações, assim como os critérios de urgência e relevância. Para os leilões futuros, avaliações que ponderem esses aspectos também são recomendadas.

15. Isto posto, passo a comentar acerca das principais inadequações apontadas no exame lavrado pela unidade técnica, bem como as respectivas propostas saneadoras.

I. Descasamento entre a data de necessidade das instalações e os prazos de construção e medidas alvitadas pelos órgãos envolvidos visando o sucesso do leilão

16. Verificou-se que o prazo de necessidade para a entrada em operação das instalações elétricas dos lotes que compõem este leilão não está compatibilizado com o prazo de sua construção e com as datas previstas para o início da operação estabelecidos no edital. Depreende-se desta constatação a existência de prejuízos para o sistema elétrico nacional, ainda que num cenário mais otimista, de completo sucesso do leilão e das concessões. Afinal, eventuais atrasos na implementação das linhas implicam problemas de diversas ordens, de alcance regional ou geral, a exemplo de limitações na transferência de energia entre submercados, sobrecarga das linhas existentes, diminuição de redundâncias e deficiência no escoamento de alguns empreendimentos de geração, com

consequentes aumento do custo da energia, risco maior de apagões e diminuição da segurança energética, conforme já abordado no decorrer deste voto.

17. Registre-se que a Aneel procedeu à ampliação dos prazos de implantação das obras principalmente em razão das dificuldades de licenciamento ambiental e do impacto de questões fundiárias, possivelmente associados aos resultados não exitosos de alguns dos lotes em certames anteriores. Por outro lado, o estabelecimento das datas de necessidade dos empreendimentos incumbe ao Poder Concedente, que também envolve os trabalhos de planejamento do setor, atividade a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

18. Esse problema demanda a adoção de ajustes, adequando o edital do leilão às premissas do planejamento da expansão do sistema elétrico. Nesse ponto, estou de acordo com a análise empreendida pela secretaria especializada e com as recomendações de medidas saneadoras por ela propostas.

19. Acerca das ações de alcance mais imediato, mostra-se conveniente que o MME, com o apoio da EPE, da Aneel e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), compatibilize a oferta de empreendimentos de transmissão em leilões às limitações mercadológicas e econômicas, estabelecendo, como critério de escolha, a urgência e a relevância dessas instalações para o sistema.

20. Sobre as ações de longo prazo, percebe-se, primeiramente, que há uma necessária correlação com o setor de geração, cujo planejamento deve ser harmonizado com o planejamento da implantação da transmissão, considerando as dificuldades e peculiaridades enfrentadas na expansão deste setor. Sendo assim, é pertinente recomendar ao MME e à EPE que levem em conta nos estudos sobre a expansão do sistema de geração elétrica as limitações mercadológicas/econômicas inerentes à expansão da rede de transmissão.

21. Ainda com relação a essa questão, verifica-se também uma necessidade de coordenação dos órgãos responsáveis pelo planejamento (MME, EPE e ONS) com o regulador (Aneel), de forma a antecipar o planejamento da expansão do setor de transmissão e a compatibilizar os prazos de implantação verificados com as datas de necessidade de entrada em operação das instalações elétrica, cabendo expedir recomendação nesse sentido.

22. Adicionalmente, se mostra especialmente preocupante a situação de alguns dos lotes ofertados, cuja necessidade de implantação é crítica, e que já estiveram presentes em vários leilões anteriores, sem que houvesse interessados.

23. Sobre esse problema, a unidade técnica salienta que pode haver elementos específicos nesses lotes que justifiquem o cálculo da RAP teto mediante variáveis distintas daquelas adotadas na regra geral. Exemplifica que o custo de capital próprio pode comportar a inclusão de parcela adicional de risco, se necessário e justificável no caso concreto.

24. Portanto, cabe recomendar à Aneel sobre a conveniência de realizar estudos específicos acerca dos empreendimentos para os quais, sucessivamente, não se apresentaram interessados em leilões anteriores, de forma a identificar riscos ou custos existentes no caso concreto, que não tenham sido precificados no cálculo da RAP teto, para que, assim, atue no sentido de mitigá-los ou de ajustar a remuneração, com o fim de aumentar sua atratividade.

II. Precificação da RAP teto do leilão

25. Primeiramente, é importante relembrar que o cálculo da RAP teto de leilão considera um concessionário eficiente, por meio da simulação de um fluxo de caixa, construída com base nas entradas (RAP) e saídas, as quais incluem custos com projetos, obras civis, compra de equipamentos, operação e manutenção, licenciamento ambiental, regularização fundiária, dentre outros. Esses itens são distribuídos ao longo do tempo da concessão, acrescendo-se uma taxa interna de retorno adequada ao tipo de empreendimento.

26. Observo também que para o cálculo da RAP máxima de cada empreendimento de transmissão, a Aneel adota uma modelagem econômico-financeira que utiliza os seguintes parâmetros regulatórios: (i) estimativa de investimento, isto é, os custos de construção das instalações; (ii) dos custos de operação e manutenção dessas instalações; e (iii) o custo de capital.

27. A seguir, exponho os principais pontos das constatações da unidade técnica acerca dos itens que compõem a RAP teto definida para este leilão.

II.1. Taxa interna de retorno

28. A definição da taxa interna de retorno utiliza o método **Weighted Average Cost of Capital (WACC)**, em que são ponderados os custos de capital próprio e de terceiros na proporção de sua participação no capital do empreendimento.

29. O percentual de participação e o custo do capital de terceiros foram calculados de acordo com os parâmetros de financiamento do BNDES. Já o custo de capital próprio foi determinado com base na metodologia do **Capital Asset Pricing Model (CAPM)**, a qual pressupõe que, quanto mais elevado o risco envolvido no negócio, maior deve ser o retorno esperado, de forma a atrair os investimentos.

30. Em razão da redução de interesse dos proponentes verificada nos últimos leilões, as referidas metodologias passaram recentemente por uma reavaliação, e foram normatizadas na Nota Técnica (NT) 27/2015-SRM-SCT-SGT/ANEEL, de 5/2/2015. Os valores de seus parâmetros também foram atualizados para o presente certame.

II.1.1. Custo de Capital Próprio – CAPM – uso do Beta Misto

31. A unidade técnica aponta a inadequação da metodologia adotada pela Aneel para a obtenção da denominada variável Beta, que integra o cálculo do **CAPM**. De forma sucinta, essa variável expressa a volatilidade de uma ação com relação às variações do mercado. A atribuição de um valor mais elevado, normalmente superior a 1, a essa variável significa que a ação sofre oscilações maiores com relação ao mercado, indicando que o negócio é mais arriscado, fato que pode respaldar o aumento da remuneração do investimento de forma a compensar a atratividade. Nesse caso, o ativo denomina-se agressivo. Por outro lado, valores menores, situados entre 0 e 1, apontam riscos mais baixos, podendo-se prescindir de elevação da remuneração. Aqui, tem-se um ativo defensivo.

32. A modelagem do **CAPM**, recentemente alterada pela Aneel, inovou ao contemplar dois valores para a variável Beta ao longo do tempo de concessão. Durante o período de construção da linha de transmissão, é adotado o “Beta construção civil”, de perfil agressivo (igual a 1,02), que tem por parâmetro uma lista de sete empresas americanas de construção pesada do índice **Dow Jones Heavy Construction**, enquanto, no restante do prazo da concessão, se considera o valor do Beta do setor elétrico desalavancado, equivalente a 0,4316.

33. Em uma primeira avaliação dessa nova metodologia, no âmbito do TC 005.865/2015-8, que tratou do Leilão Aneel 7/2015, o TCU considerou a solução tecnicamente incongruente, determinando, no item 9.2.3 do Acórdão 1.293/2015 – Plenário, que a agência elaborasse “*estudos técnicos com vistas a reavaliar a formulação do Capital Asset Pricing Model (CAPM), especificamente quanto à variável Beta, bem como a estrutura do capital, ambos utilizados no modelo de precificação da RAP, encaminhando ao Tribunal, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, os resultados obtidos, acompanhados de toda a fundamentação teórica que os embasou*”.

34. A Aneel encaminhou os referidos estudos (Nota Técnica 164/2015-SEM-ANEEL), contendo a fundamentação teórica adotada pela agência na definição do modelo, os quais foram objeto de análise nesta oportunidade.

35. Com base em análise tecnicamente aprofundada e coerente, detalhada no relatório que precede este voto, a unidade técnica reitera que o modelo Beta misto utilizado pelo regulador é inconsistente do ponto de vista metodológico. Pontua, dentre outros aspectos, que a inclusão do Beta do setor de construção civil americano representaria um risco muito maior que o real vivenciado pelo setor, ao ter por base empresas de grande porte que operam, predominantemente, em atividades **offshore/onshore** de exploração de petróleo e gás e industriais, realidade muito distante das empresas brasileiras que atuam na construção de linhas transmissão de energia elétrica.

36. Dessa forma, considero acertada a proposta de determinação à agência para que se abstenha de utilizar o Beta de construção civil pesada no âmbito deste e dos futuros leilões de transmissão.

II.1.2. Custo de Capital Próprio – CAPM – Risco País

37. A unidade técnica também assinala incoerências nos valores históricos atribuídos ao custo de capital próprio. Não obstante a deterioração do cenário econômico ocorrida de 2014 para 2015, culminando, inclusive, com a perda do grau de investimento do País pelas agências de classificação de risco, o custo de capital próprio considerado pela agência regrediu nesse período.

38. A metodologia do CAPM compreende, em sua expressão matemática, o prêmio de risco País a partir da mediana dos dados correspondentes a uma série histórica de 15 anos, não se mostrando, dessa forma, apto a refletir as condições atuais de mercado, que exercerão grande influência sobre a decisão dos investidores. Há proposta no sentido de corrigir tal falha, a qual acolho em essência.

39. Neste ponto, faço uma ligeira modificação na redação da proposta aviltada pela secretaria, no intuito de torná-la mais precisa quanto à necessidade de alteração dos procedimentos da metodologia até então vigente, de forma a deixar clara a maior ênfase que deve ser dada ao atual contexto econômico-financeiro do país na modelagem da variável em discussão.

II.1.3. Custo de Capital de Terceiros

40. Acerca do custo de capital de terceiros, o Tribunal já questionou, por ocasião do Acórdão 1.293/2015 – Plenário, a metodologia atualmente empregada pela Aneel, que considera, exclusivamente, as taxas e condições de financiamento do BNDES para a definição do percentual de alavancagem do WACC e do custo de capital de terceiros.

41. O modelo não se mostra aderente à realidade por não comportar a possibilidade de os investidores buscarem financiamentos em outras fontes que não o banco de fomento, a exemplo da emissão de debêntures incentivadas, criadas pelo art. 2º da Lei 12.431/2011. Ademais, o BNDES tem reduzido sua participação no financiamento dos empreendimentos de transmissão. Por outro lado, a opção por debêntures incentivadas tem sido cada vez mais significativa, conforme dados indicados no relatório precedente.

42. Outro fator que também não está sendo ponderado na modelagem da agência diz respeito ao lapso temporal para o aporte do capital de terceiros, no caso, do BNDES. A fiscalização evidencia que em leilões anteriores, esse prazo tem sido de, pelo menos, três anos. Essa diferença representa um custo adicional de captação que não está sendo considerado.

43. Portanto, faz-se necessário também que a Aneel corrija sua metodologia de precificação de custo de capital de terceiros e de alavancagem do setor, de forma que os valores calculados sejam mais aderentes a realidade, estimados de forma justa ao incorporar o fluxo de caixa, visando à mensuração adequada da RAP teto.

II.2. Análise dos investimentos

44. O presente acompanhamento também se debruçou sobre a verificação das estimativas de investimento, isto é, dos custos de construção das instalações, que correspondem a uma outra categoria de parâmetros regulatórios que compõem a formação da RAP dos empreendimentos de transmissão, além dos já examinados.

45. A principal ferramenta utilizada pela agência para compor essas estimativas é o Banco de Preços, formado por unidades modulares de subestações e de linhas de transmissão.

II.2.1. Processamento manual das planilhas geradas pelo Banco de Preços da Aneel

46. A unidade técnica apontou impropriedades nos procedimentos de manipulação dos dados gerados pelo referencial, necessários para fins de ajuste na composição de custo de alguns empreendimentos. Foram identificadas falhas na aplicação de fórmulas matemáticas concernentes aos cálculos dos custos dos investimentos dos lotes F e G, que oneraram indevidamente os valores previstos para suas obras.

47. Um outro equívoco que acometeu as estimativas de investimentos do Lote E dizia respeito ao fator de correção para as linhas de transmissão com extensão inferior a 30 km previsto na NT 149/2010-SER/Aneel, de 25/05/2010. Ambas as falhas foram informadas à Aneel ainda no

decorrer dos trabalhos de fiscalização, e a agência procedeu às devidas correções em tempo, não sendo mais necessárias determinações para ajuste nestes casos.

48. Outras falhas foram verificadas nos lotes F, G e H, relativas a critérios inadequados de previsão do percentual de alteamento das estruturas desses empreendimentos. Sobre este apontamento, não houve tempo de se demandar da agência as justificativas ou correções pertinentes. Portanto, faz-se necessário que a Aneel reavalie a aplicação da metodologia estabelecida na NT 0233/2013-SCT/Aneel, no que diz respeito ao cálculo dos investimentos desses três lotes, de modo a traduzir suas particularidades concernentes à necessidade de alteamento das estruturas.

49. Um erro mais rudimentar foi detectado no Lote Q, referente ao prazo de construção dos empreendimentos. Nos atos justificatórios, a agência definia prazo de 60 meses para execução das obras, enquanto na planilha de cálculo dos investimentos, adotou-se o prazo de 48 meses. Importante destacar que essa falha implica proporcional redução na RAP teto do lote, com impacto negativo sobre sua atratividade, considerando, ainda, que o empreendimento já figurou em quatro leilões anteriores sem ofertas. Faz-se necessário determinar à agência a correção deste prazo.

50. Em vista dos diversos problemas identificados, considerando seus impactos significativos sobre a estimativa dos custos dos investimentos e definição da RAP teto, mostra-se pertinente a expedição de determinação à Aneel para que registre todas as alterações manuais realizadas nas planilhas de investimento submetidas ao TCU por disposição da IN 27/1998-TCU, com a indicação da data, descrição e responsável por cada modificação, bem como da data e do responsável pela revisão da planilha.

II.2.2. Estimativas de preços de Compensadores Estáticos (CER)

51. Esses equipamentos representam parcela significativa dos custos dos investimentos de alguns lotes. Apresentam certa criticidade por serem sensíveis a variações cambiais e por suas especificações não se encontrarem adequadamente representadas no Banco de Preços da Aneel. Sendo assim, a agência teve de recorrer a cotações junto a fornecedores para esses equipamentos.

52. A unidade técnica verificou falhas de diversas naturezas nos procedimentos de obtenção e contabilização dessas cotações nas estimativas, que desconsideravam ou tratavam inadequadamente aspectos relevantes como divergências de datas-base, fornecimento referente a cotações unitárias ou a contratações do tipo **turnkey**, bem como regimes de tributação distintos.

53. Por isso, concordo com a proposta oferecida pela unidade técnica acerca de determinação para que a Aneel, no âmbito deste e dos próximos leilões, utilize a mesma base temporal de valor em todos os seus cálculos envolvendo CER que não estejam listados em seu Banco de Preços e também que desenvolva e aplique metodologia sistemática e consistente no cálculo dos custos totais de instalação a partir de cotações do equipamento unitário e cotações **turnkey**.

II.2.3. Cabos 795 Tern com 6 subcondutores por fase

54. Consta previsão de utilização de cabos com essas especificações nos lotes A, B, C, F, G e H. Contudo, por se tratar de um tipo de instalação de uso recente, o Banco de Preços de referência da Aneel ainda não possui cotação específica para esta configuração. As adaptações necessárias procedidas pela agência apresentaram algumas inconsistências referentes ao cálculo da taxa de depreciação e do percentual associado ao custo de terrenos e servidão. Portanto, cabe recomendar à Aneel que efetue as correções necessárias.

II.2.4. Custos fundiários das regiões de Marituba e Utinga

55. As regiões de Marituba e Utinga comportam áreas de adensamento populacional urbano intenso, nas quais se localizará a linha de transmissão (LT) 230 kV Marituba – Utinga C3/C4, contemplada no lote V. Com isso, há grande probabilidade de trechos com necessidade de relocação imobiliária.

56. A fiscalização detectou impropriedades nos procedimentos de cálculo do valor da indenização devida em razão da desapropriação do imóvel, que podem levar a estimativas de valores não condizentes com o preço de mercado dos imóveis. Sendo assim, cabe determinar à agência que, ao

se abster de utilizar o Banco de Preços para avaliação fundiária, utilize estudos de avaliação dos custos fundiários realizados em conformidade com as normas técnicas vigentes.

II.2.5. Cronograma de Desembolso de Investimentos

57. Para os todos os lotes que integram o Leilão 13/2015-Aneel, o prazo de concessão previsto é de 30 anos. No entanto, a Aneel estipulou diferentes prazos – 60, 48, 42 e 36 meses – para a execução das obras que compõem os diferentes lotes, afirmando que, para tanto, adotou como critérios os prazos máximos para obtenção da Licença de Instalação (LI), e o tempo médio de emissão do termo de referência e de elaboração de EIA/RIMA ou obtenção de LI por meio de Relatório Ambiental Simplificado (RAS), considerando, ainda, o porte do empreendimento e as dificuldades de liberação fundiária e ambiental.

58. Em vista disso, verifica-se que os prazos de realização das obras incluem um período considerável para obtenção do licenciamento ambiental, que correspondem a desembolsos significativamente menores que os dispendidos naqueles anos seguintes em que somente as obras são executadas. Essa assimetria tem impactos no custo da RAP teto e deve ser considerada em sua estimativa para melhor adequação à realidade. Portanto, deve ser expedida determinação à Aneel, para que desenvolva estudos com vista a estimar o desembolso médio previamente à obtenção da licença ambiental, condizente com as práticas das concessionárias, e que as adote no cálculo da RAP dos próximos leilões, de forma que o cronograma de desembolso que precede à obtenção de licença ambiental seja compatível com as práticas médias verificadas em seus estudos. Importante ressaltar que a determinação não deve abranger o leilão sob análise, tendo em vista que o tempo necessário para o desenvolvimento desses estudos pode representar um ônus superior aos benefícios de seus resultados para o caso concreto.

59. Por fim, visando à efetividade das medidas propostas, deve-se determinar à agência reguladora que encaminhe a este Tribunal, antes da publicação do edital do leilão, as planilhas eletrônicas e as RAP teto com a implementação das correções indicadas neste trabalho.

60. No mais, considera-se que a agência atendeu, do ponto de vista formal, aos requisitos previstos nos arts. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, da IN-TCU/1998, para a desestatização referente ao Leilão 13/2015 – Aneel.

61. Finalmente, não posso deixar de registrar meu reconhecimento pelo esforço empreendido por toda a equipe técnica envolvida no presente trabalho, dada a elevada qualidade das análises efetuadas, que, mais uma vez, prestarão valiosas contribuições para o aperfeiçoamento dos procedimentos atinentes às concessões do setor elétrico.

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

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 17 de fevereiro de 2016.

JOSÉ MÚCIO MONTEIRO
Relator

ACÓRDÃO Nº 288/2016 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 033.940/2015-0
2. Grupo I – Classe VII – Desestatização
3. Interessado: Tribunal de Contas da União
4. Unidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME)
5. Relator: Ministro José Múcio Monteiro
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: SeinfraElétrica
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento do primeiro estágio do Leilão Aneel 13/2015, para a concessão da prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica, referente à construção, operação e manutenção de linhas de transmissão, subestações e demais instalações, a serem integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão Plenária, com fundamento no art. 71, inciso IX, da Constituição de 1998, c/c os arts. 45, da Lei 8.443/1992, 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995, 250, inciso III, e 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. considerar que, sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional de Energia Elétrica atendeu aos requisitos previstos nos arts. 7º, inciso I, e 8º, inciso I, da Instrução Normativa – TCU 27/1998 para a desestatização de que trata o Leilão 13/2015-Aneel;

9.2. determinar à Aneel que promova as alterações para reprecificação da Receita Anual Permitida (RAP) teto do Leilão 13/2015-Aneel e de futuros leilões, quando aplicável, em conformidade com o que se segue:

9.2.1. abstenha-se de utilizar o Beta do setor de construção civil pesada na metodologia de cálculo do custo de capital próprio, por incoerência técnico-teórica, ausência de fundamentação e duplicidade no cômputo do adicional de risco;

9.2.2. promova ajustes no cálculo do Risco Brasil realizado a partir da séria histórica deste índice para que o custo de capital próprio seja compatível com o atual contexto econômico-financeiro do País;

9.2.3. revise os percentuais de alteamento de estruturas de aço autoportante e estaiadas adotados no cálculo dos investimentos dos Lotes F, G e H, consoante a aplicação da metodologia consubstanciada na NT 0233/2013-SCT/Aneel, de modo a traduzir as reais particularidades das obras desses lotes;

9.2.4. corrija o prazo de construção dos empreendimentos do Lote Q, de forma a haver coerência entre os atos justificatórios e a planilha de cálculo da RAP respectiva;

9.2.5. utilize a mesma base temporal de valor em todos os seus cálculos envolvendo Compensadores Estáticos de Reativos que não estejam listados no Banco de Preços de referência, e aplique metodologia sistemática e consistente no cálculo dos custos totais de equipamentos obtidos a partir de cotações;

9.2.6. utilize, nos leilões futuros, quando renunciar aos valores constantes do Banco de Preços, estudos de avaliação dos custos fundiários realizados em conformidade com as normas técnicas de avaliação de imóveis em vigor;

9.2.7. destaque, nos próximos leilões, relativamente às planilhas de investimento submetidas ao TCU no âmbito da IN 27/1998-TCU, todas as alterações manuais realizadas, com a

indicação de, no mínimo, data da modificação, descrição da modificação, identificação do responsável pela modificação, data da revisão da planilha e identificação do responsável pela revisão;

9.3. determinar à Aneel que, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, apresente estudos, devidamente fundamentados, preferencialmente com dados reais do setor de transmissão, para adequada precificação da RAP teto de leilão, com relação aos seguintes aspectos:

9.3.1. alavancagem financeira e custo de financiamento;

9.3.2. desembolso médio anual previamente à obtenção de licença ambiental e até a implantação total de empreendimentos;

9.4. recomendar à Aneel que revise e corrija o cálculo dos custos do terreno e do pagamento de servidão, além da taxa de depreciação das linhas de transmissão, contempladas nos lotes A, B, C, F, G e H, que possuam instalações de cabo 795 **Tern** com 6 subcondutores;

9.5. recomendar ao MME e à EPE que considerem no planejamento da expansão do sistema de geração elétrica as limitações mercadológicas e econômicas inerentes à expansão da rede de transmissão;

9.6. recomendar ao MME, com o apoio da EPE, da Aneel e do ONS, que:

9.6.1. ajuste a oferta de empreendimentos de transmissão em leilões às limitações mercadológicas e econômicas, estabelecendo, como critérios de escolha, a urgência e a relevância dessas instalações para o sistema;

9.6.2. antecipe o planejamento da expansão do setor de transmissão, de forma a compatibilizar os prazos de implantação verificados com as datas de necessidades de entrada em operação das instalações elétricas;

9.7. recomendar ao MME e à Aneel que reavaliem o Leilão 13/2015-Aneel, ante as possíveis restrições mercadológicas e econômicas, e considerem tais restrições na definição do quantitativo e da conformação de lotes e investimentos a serem ofertados, levando em conta critérios de urgência e relevância dessas instalações para o sistema;

9.8. recomendar à Aneel que realize estudos específicos relacionados aos empreendimentos que sucessivamente não tiveram interessados em leilões anteriores, para identificar, no caso concreto, riscos ou custos não precificados no cálculo da RAP teto, e atue no sentido de mitigá-los ou ajustar a RAP teto de forma a tornar atrativos esses empreendimentos;

9.9. determinar à Aneel que encaminhe ao TCU, antes da publicação do edital, as planilhas eletrônicas e as RAP teto corrigidas;

9.10. restituir os autos à SeinfraElétrica para verificação das modificações decorrentes desta deliberação e dos estágios seguintes do acompanhamento.

10. Ata nº 4/2016 – Plenário.

11. Data da Sessão: 17/2/2016 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0288-04/16-P.

13. Especificação do quorum:

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

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)
RAIMUNDO CARREIRO
na Presidência

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ MÚCIO MONTEIRO
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral