

***Panorama das Contribuições no âmbito da
Consulta Pública MME nº 33, relativas ao
aprimoramento do Marco Regulatório do Setor
Elétrico Brasileiro***



Preparado para:



Setembro de 2017

THYMOS ENERGIA

Av. Nações Unidas, 11.633 19º. andar - conjunto 192 – Brooklin Novo – 04578-000 - São Paulo – SP – Brasil

Tel.: (11) 95608-6149

TÍTULO	<i>Análise das contribuições alcançados pela Consulta Pública nº 33/17 do MME</i>
CLIENTE:	ABRATE
ATENÇÃO	<i>Dr. Mario Dias Miranda</i>
RESUMO:	<i>Este trabalho tem como objeto assessorar a ABRATE na análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública MME nº 33/2017 para aprimoramento do marco regulatório e comercial relativo ao Setor Elétrico Brasileiro.</i> <i>Em 05 de julho de 2017 foi apresentada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE contendo um conjunto de 18 medidas para aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro, no âmbito da Consulta Pública MME nº 33/2017, com impactos no curto, médio e longo prazos em todos os segmentos de Agentes. A CP MME nº 33 se encerrou em 17 de agosto de 2017 e contou com 209 contribuições de diversos agentes e entidades setoriais.</i>
DATA	<i>São Paulo, 20 setembro de 2017</i>
AUTORES	<i>Ricardo Savoia, Evelina Neves</i>

Responsável pelo Relatório:



João Carlos Mello

jmello@thymosenergia.com.br

Índice

1. Objetivo	3
2. Introdução	4
3. Consolidação das Contribuições referente a CP nº 33/2017 - MME.....	6
3.1. Redução dos Custos de Transação na Transmissão: Aspectos Relevantes	12
3.2. Descotização e Privatização.....	23
3.3. RGR para Transmissão	28
3.4. CDE: Racionalização de Descontos da CDE.....	35
3.5. CDE: Antecipação da Convergência.....	39
3.6. Diretrizes para Fixação de Tarifas e Sinal locacional na Transmissão de Energia	43
3.7. Subsídios às Fontes Incentivadas	46
3.8. Outros Temas voltados a Transmissão de Energia	51
4. Considerações Finais	59
Referências	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consolidação das Contribuições no âmbito da CP nº 33/2017 - MME	6
Tabela 2 - Consolidação das Contribuições: Temas por Grupo	8
Tabela 3 – Consolidação dos Temas relacionados a Transmissão de Energia	11
Tabela 4 - Consolidação das Contribuições: Enfoque Transmissão	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Pontos de Contribuições em % abertos por Grupo de Medidas.....	9
Figura 2 – Pontos de Contribuições Feitas abertas por Grupo de Medidas	10

1. Objetivo

Esta proposta tem como objeto assessorar a ABRATE na análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública MME nº 33/2017 para aprimoramento do marco regulatório e comercial relativo ao Setor Elétrico Brasileiro para 18 medidas apresentadas.

A Consulta Pública MME nº 33 se encerrou em 17 de agosto de 2017 e contou com 209 contribuições de diversos agentes e entidades setoriais abrangendo os 18 grupos de medidas necessários a reforma do setor.

Para tanto, uma análise quantitativa sobre os dados disponibilizados em consulta pública e uma análise qualitativa ao avaliar o conjunto total de contribuições frente aos aspectos relacionados as contribuições feitas no âmbito do segmento de transmissão foi realizada, com intuito de identificar as diversas opiniões da sociedade frente as contribuições feitas no tocante a transmissão de energia elétrica no Brasil.

2. Introdução

O presente relatório demonstra as contribuições feitas no âmbito da CP nº33/2017 do MME e os diversos aspectos abordados diante as 18 medidas de aprimoramento do modelo setorial no curto, médio e longo, e subdivididas em quatro subgrupos.

A análise da consulta pública contempla a compilação das contribuições relativas aos temas que possam impactar o segmento transmissão, ao abranger uma análise qualitativa e quantitativa das contribuições por tema e por segmento da entidade que realizou a contribuição. Além da compilação das contribuições relativas aos temas da CP MME nº 33 as principais contribuições dos diversos segmentos de Agentes serão demonstradas.

Em 05 de julho de 2017 foi apresentada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE contendo proposta de aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro, no âmbito da Consulta Pública MME nº 33/2017.

Os aprimoramentos propostos pelo MME consistem de 18 medidas de aprimoramento do modelo setorial no curto, médio e longo, divididas em quatro grupos, quais sejam:

I. Decisões que orientam a reforma e elementos de coesão, incluindo reforços explícitos a mecanismos já existentes destinados a atuar como contrapartidas às alterações fundamentais do modelo

I.1 - Autoprodução

I.2 - Redução dos Limites para acesso ao ACL

II. Aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico, permitindo gerenciamento dinâmico dos riscos sistêmicos e comerciais;

II.1 –Obrigação de Contratação

II.2 - Redução de Custos de Transação na Transmissão

II.3 - Acoplamento Máximo entre Preço e operação

II.4 - Redução de Custos de Transação na Geração

II.5 - Separação de Lastro e Energia

III. Alocação adequada de custos entre os agentes;

III.1 - Sobrecontratação involuntária em caso de migração para o ACL

III.2 - Diretrizes para fixação de tarifas

III.3 - Subsídios às fontes incentivadas

III.4 - Racionalização de Descontos na CDE

III.5 - Riscos e Racionalização de custos dos Contratos Legados

IV. Medidas de sustentabilidade, que incluem propostas de desjudicialização e distribuição da renda dos ativos do setor.

IV.1 - RGR para Transmissão

IV.2 - Descotização e Privatização

IV.3 - Antecipação da convergência da CDE

IV.4 - Desjudicialização do Risco Hidrológico

IV.5 - Prorrogação de UHE até 50 MW

IV.6 - Parcelamento de Débitos de Ações Pendentes de Resolução

As contribuições apresentadas ao longo da consulta pública, além dos pontos destacados acima abordaram diversas outros assuntos com temas, amplos e específicos que também serão apresentados ao longo deste trabalho.

3. Consolidação das Contribuições referente a CP nº 33/2017 - MME

As propostas de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo foram encaminhadas para consulta pública com publicação no DOU em 05/07/2017, sendo seu prazo de realização entre 05/07/2017 à 17/08/2017 e seu status encontra-se encerrado.

Ao longo da abertura da consulta pública foram encaminhadas ao MME, 209 contribuições envolvendo desde contribuições individuais através de pessoa física, contribuições através de pessoa jurídica, além das contribuições de entidades de classe como sindicatos, federações, associações de agentes e instituições relacionados aos diversos segmentos da economia brasileira.

Com respeito a transparência na disponibilização das informações cada uma das 209 contribuições foi disponibilizada ao público através do site do Ministério de Minas e Energia – MME.

Conforme Tabela 1, a seguir, é possível identificar a relação das contribuições por diversos segmentos da sociedade dentre eles entes: do Setor Elétrico Nacional, Associações de Classes e Instituições Diversas:

Tabela 1 - Consolidação das Contribuições no âmbito da CP nº 33/2017 - MME

Contribuições CP nº 33/2017 - MME					
Geração	24	11%	Setor Elétrico	33%	
Transmissão	22	11%			
Distribuição	11	5%			
Comercialização	9	4%			
Instituições Setoriais	3	1%			
Associações	60	29%	Associações e Instituições Diversas	67%	
Associação setorial	25	12%			
Associação de Agentes	14	7%			
Associação de Consumidores/Consumidor	21	10%			
Instituições Diversas	80	38%			
Instituições Diversas/ Escritório de Advocacia	7	3%			
Instituições Diversas/Consultoria	20	10%			
Instituições Diversas/Empresas	12	6%			
Instituições Diversas/Ensino&Pesquisa	16	8%			
Instituições Diversas/Governo	4	2%			
Instituições Diversas/Investidor	4	2%			
Instituições Diversas/Sindicato	4	2%			
Instituições Diversas/Sociedade	13	6%			
Total	Contribuições CP nº 33/2017 - MME		209	100%	100%

Conforme Tabela 1, a maior parte das contribuições feitas, cerca de **67%** das contribuições (**140 contribuições**) foram feitas por associações (**29%**) e Instituições diversas (**38%**), ao considerar: associações setoriais, de agentes de consumidores e diversas instituições dentre elas: da sociedade civil, sindicatos, investidores, governos federais e estaduais, instituições de ensino e pesquisa, consultorias e empresas nos diversos tipos de segmentos.

Algumas delas são amplas, outras abordam pontos específicos da reforma pleiteada e outras são pontuais envolvendo a região ou contribuições relativas a apenas um ponto isolado e não necessariamente associados as 18 grandes medidas da consulta pública.

Embora **67%** das contribuições tenham sido de instituições e associações de classes diversas, os 33% das contribuições remanescentes: **69** contribuições vieram de contribuições de geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e instituições setoriais com amplo detalhamento de suas contribuições e abordagem de pontos específicos. Procuram, portanto, alertar, apontar e detalhar os aspectos técnicos e regulatórios para a implementação dos ajustes necessários a reformulação do setor.

Embora em menor número de contribuições, os **33%** das contribuições feitas devem ser analisados com critério, pois ali estão os principais pleitos associados aos assuntos abordados em CP 33/2017 – MME e pontos relevantes para o equacionamento dos aspectos regulatórios passíveis de mudanças.

Obviamente, as contribuições das associações e instituições diversas são relevantes (**68% das contribuições**) e merecem atenção especial ao tema, contudo em sua grande maioria, limitam-se apenas em situar-se a favor ou contra determinada posição, não necessariamente trazendo contribuições efetivas para ajustes e mudanças frente a proposta sugerida.

Assim, como forma de filtrar e destacar os aspectos relevantes existentes nas contribuições e que devam ser considerados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), subsegmentou-se as contribuições vindas das associações e instituições do País, como forma de melhor associar as contribuições feitas pelos principais segmentos / setores da economia relacionados a reforma estrutural do setor de energia elétrica no Brasil.

Conforme consolidação dos resultados, as 209 contribuições feitas no âmbito da CP nº33/2017 geram mais de **1.113** pontos de contribuições com posicionamentos iguais, similares e opostos ao contido na consulta pública nº 33/2017 ao considerar as 18 grandes medidas consideradas.

Na consolidação dos resultados é possível identificar que dos **1.113** pontos identificados pelas contribuições, os mesmos estão associados a 142 assuntos relacionados aos 18 macros aspectos destacados em consulta pública.

Como forma de melhor ilustrar os itens consolidados em consulta pública, as 18 medidas foram subdivididas com os detalhamentos contidos nas contribuições e seus diversos temas relacionados.

Assim, além das 18 medidas agrupadas, para melhor ilustrar as contribuições feitas foram acrescentados mais 1 grandes grupos de medidas, sendo elas:

- O grupo 19 que trata de outros assuntos relacionados a Transmissão, e

Os temas aqui detalhados foram retirados das contribuições encaminhadas em consulta pública. A seleção dos temas relevantes realizada pela Thymos Energia foi feita na ótica dos pontos pertinentes ao segmento de transmissão, explicitados e comentados ao longo deste relatório.

Conforme Tabela 2 é possível identificar: as quantidades de itens resultantes das contribuições feitas e seus respectivos temas associados e agrupados pela Thymos Energia, além dos temas específicos associados a transmissão de energia detalhados no item 19.

Tabela 2 - Consolidação das Contribuições: Temas por Grupo

Consolidação dos Temas Abordados em contribuição		Temas		Itens	
Legenda		Qtd	%	Qtd	%
Assuntos Diversos		12	8%	496	45%
Assuntos Relacionados a Transmissão		130	92%	617	55%

Consolidação dos Temas Abordados em contribuição		Temas		Itens	
		142	100%	1.113	100%
1 - AUTOPRODUÇÃO		2	1%	62	6%
2 - REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO ACL		1	1%	92	8%
3 – OBRIGAÇÕES DE CONTRATAÇÕES		1	1%	39	4%
4 - REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO		13	9%	108	10%
5 - ACOPLAMENTO MÁXIMO ENTRE PREÇO E OPERAÇÃO		1	1%	59	5%
6 - REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO		1	1%	45	4%
7 - SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA		1	1%	76	7%
8 - SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA EM CASO DE MIGRAÇÃO PARA O ACL		1	1%	43	4%
9 - DIRETRIZES PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS		2	1%	86	8%
10 - SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS		14	10%	103	9%
11 - RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE		6	4%	29	3%
12 - RISCOS E RACIONALIZAÇÃO DE CUSTOS DOS CONTRATOS LEGADOS		1	1%	18	2%
13 - RGR PARA TRANSMISSÃO		12	8%	58	5%
14 - DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO		6	4%	75	7%
15 - ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE		6	4%	31	3%
16 - DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO		1	1%	31	3%
17 - PRORROGAÇÃO DE UHE ATÉ 50 MW		1	1%	21	2%
18 - PARCELAMENTO DE DÉBITOS DE AÇÕES PENDENTES DE RESOLUÇÃO		1	1%	10	1%
19 - OUTROS TEMAS PERTINENTES À TRANSMISSÃO		71	50%	127	11%

Conforme tabela 2, a Thymos Energia, além dos 18 grupos de medidas, realizou análise crítica sobre a consolidação das contribuições feitas em consulta pública (CP 33/17) subdividiu os 18 grandes temas de contribuição no intuito de associar as contribuições aos assuntos mais relevantes associados a transmissão de energia que de forma direta ou indireta foram citadas durante as contribuições.

É possível identificar que a maioria das contribuições estão relacionadas a assunto/temas diversos ao segmento de transmissão, mas que devido ao reagrupamento do tema aos aspectos relacionados a transmissão de energia apenas 496 pontos de contribuição (45%) referente a assuntos não relacionados direta e indiretamente transmissão de energia e 617 itens relacionados ao segmento de transmissão (55%) devido a tal agrupamento mencionado. Contudo dos 617 pontos de contribuições, cerca de 189 pontos estão associados a diretrizes para fixação de tarifas e subsídios às fontes incentivadas em que quase sua totalidade tratam de diretrizes tarifárias e sinal locacional voltadas ao segmento de distribuição. A figura 1, ilustra os pontos de contribuição.

Assim, ao desconsiderar que tais contribuições feitas não estão diretamente relacionadas ao segmento de transmissão de energia, teríamos então cerca de 38% de pontos de contribuições relacionados a transmissão e o restante a outros agrupamentos de medidas não relacionados a transmissão de energia.

Conforme Figura 2, é possível identificar os 1.113 pontos de contribuições abertos pelos 18 grande grupo de medidas, sendo a cor bege referente aos pontos associados as contribuições relacionadas a transmissão de energia e a cor azul relacionada aos diversos outros assuntos.

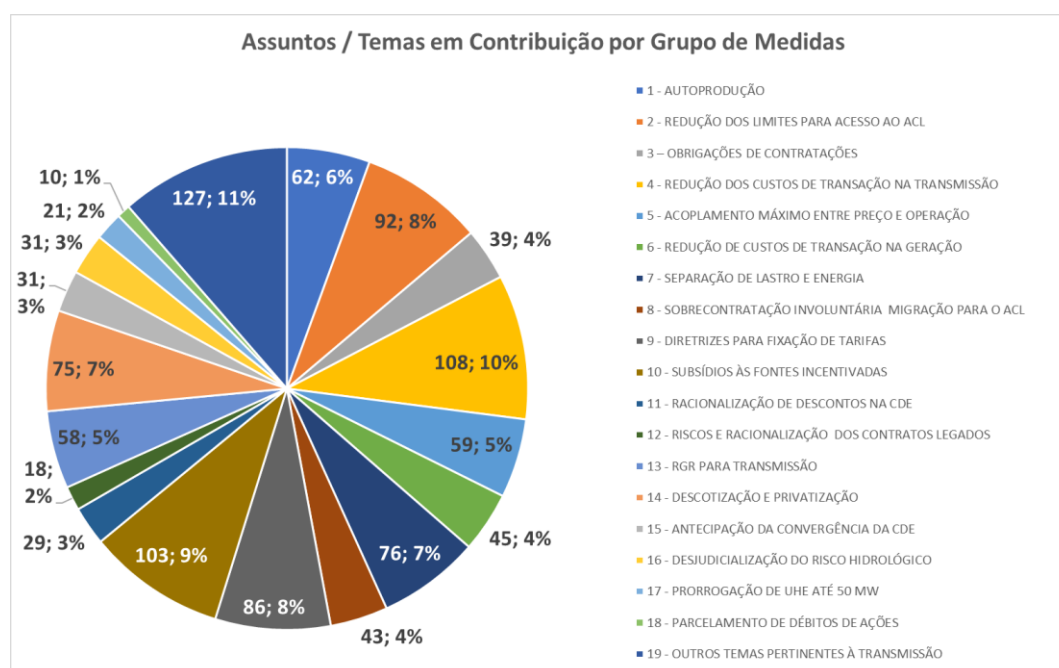


Figura 1 – Pontos de Contribuições em % abertos por Grupo de Medidas

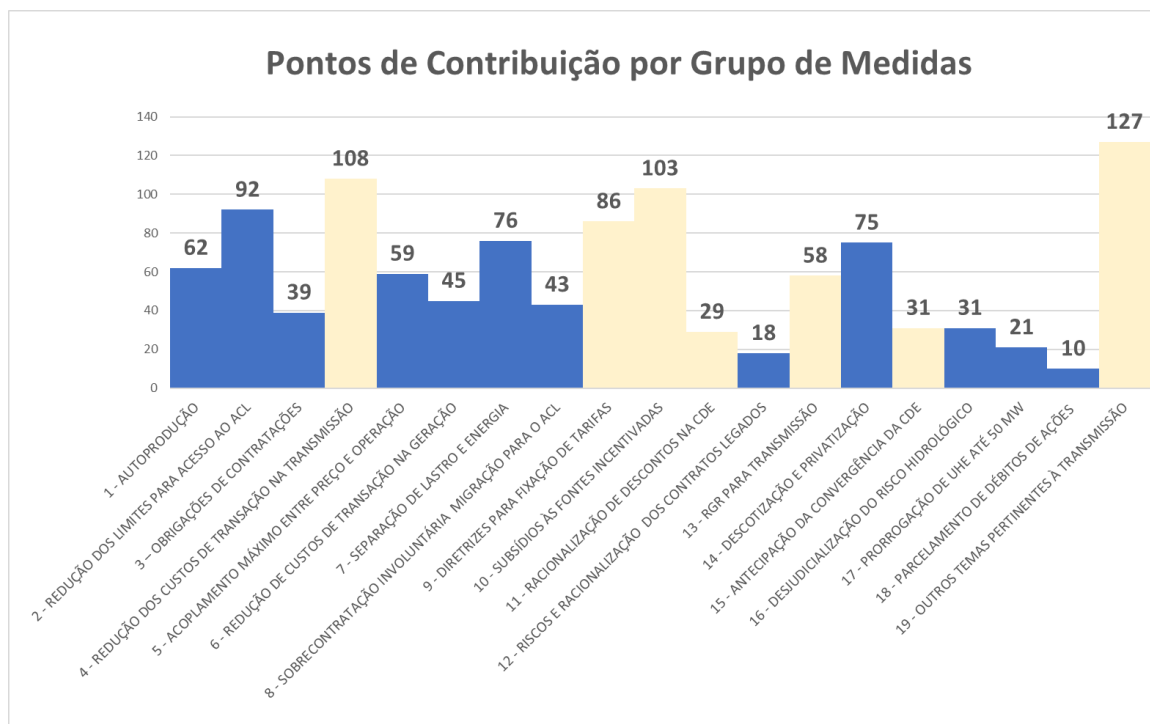


Figura 2 – Pontos de Contribuições Feitas abertas por Grupo de Medidas

Dos 18 temas / assuntos trazidos à tona pelo rito das contribuições (em seu detalhe) é possível identificar que 7 grandes grupos de medidas estão relacionados direta e indiretamente a transmissão de energia:

- 1 º REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO - ITEM 4
- 2 º DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO - ITEM 14
- 3 º RGR PARA TRANSMISSÃO - ITEM 13
- 4 º RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE - ITEM 11
- 5 º ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE - ITEM 15
- 6 º SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS - ITEM 10
- 7 º DIRETRIZES PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS -ITEM 9
- 8 º OUTROS TEMAS PERTINENTES À TRANSMISSÃO – ITEM 19

Mesmo ao expurgar os temas associados a diretrizes tarifárias e subsídio da fonte incentivada das contribuições associadas a transmissão de energia, devido ao detalhamento dos assuntos frente aos 18 grandes grupos de medidas apresentadas relevantes a transmissão de energia, foi incluído o subgrupo de

medidas 19 que trata de cerca de 127 assuntos associados diretamente relacionado ao segmento de transmissão de energia abordados ao longo das contribuições.

Na ótica dos assuntos trazidos pelas contribuições e levantados ao longo da consulta pública, a Thymos Energia procurou destacar na elaboração da tabela 2, assuntos comentados em contribuições feitos pelas principais transmissoras e agentes relevantes do setor de energia no tocante as transmissoras de energia.

Embora tais contribuições sejam citadas apenas uma única vez, dentre os 1.113 pontos de contribuições feitos sobre o conjunto dos 18 grupos de medidas definidas em consulta pública, tais assuntos foram destacados e incluídos aos temas relevantes associados ao segmento de transmissão de energia.

Ao considerar o grupo das 7 grandes medidas necessárias a reforma associada ao segmento de transmissão, evidencia-se conforme Tabela 3, que mais de 60% das contribuições estão relacionadas a redução dos custos de transação na transmissão, descotização/privatização e ao uso dos recursos associados aos encargos RGR e CDE – Conta de Desenvolvimento energético.

Tabela 3 – Consolidação dos Temas relacionados a Transmissão de Energia

Consolidação dos Temas relacionados a Transmissão de Energia	127	100%	617	100%
19 - OUTROS TEMAS PERTINENTES À TRANSMISSÃO	71	56%	127	21%
4 - REDUÇÃO DOS CUSTOS NA TRANSMISSÃO	13	10%	108	18%
10 - SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS	14	11%	103	17%
9 - DIRETRIZES PARA FIXAÇÃO DE TARIFAS	2	2%	86	14%
14 - DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO	6	5%	75	12%
13 - RGR PARA TRANSMISSÃO	12	9%	58	9%
15 - ANTECIPAÇÃO DA CONVERGÊNCIA DA CDE	6	5%	31	5%
11 - RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS NA CDE	6	5%	29	5%

3.1. Redução dos Custos de Transação na Transmissão: Aspectos Relevantes

A nova regulamentação propõe a liquidação centralizada dos contratos da transmissão por entidade centralizadora (podendo ser designada a CCEE), apenas em caso de comprovação da redução de custos sistêmicos, considerando inclusive os eventuais custos tributários em função da intermediação. A liquidação centralizada seria facultada aos titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora e obrigatória às novas instalações de transmissão contratadas. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora seriam alocados entre os usuários da rede.

Para as contribuições do item 4 – Redução dos custos de transação na transmissão cerca de 108 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito, em sua maioria favoráveis a redução dos custos de transação da transmissão de energia, com ressalvas que vão desde as questões tributária incidentes sobre a centralizadora, as considerações quanto a continuidade do projeto em curso por parte do ONS.

A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

a) Centralização dos Contratos da Transmissão desde que comprovada redução de custos e garantia de não ocorrência de bitributação

Para as contribuições do item 4 - Redução dos custos de transação na transmissão, cerca de 25% do total de participantes na Consulta Pública se manifestaram¹, em sua maioria (92%) favoráveis sobre temas relacionados à centralização dos contratos, redução dos custos de transação da transmissão de energia e simplificação do processo de faturamento e de pagamento e recebimento dos agentes, entretanto com ressalvas que vão desde a necessidade de realização de estudos prévios que comprovem a efetiva redução dos custos antes de sua adoção, bem como preocupações com questões tributárias incidentes sobre a centralização e adoção de mecanismos de controle da inadimplência, inclusive em casos de judicialização.

1 52 Contribuições distribuídas: Instituição Setorial (6%), Associação de Agentes (12%), Instituições e associações Diversas (13%), segmentos: comercialização (2%), Consumo (13%), Distribuição (6%), Geração (8%), Agentes com Transmissão/Transmissoras (21%)

Análise das Contribuições contrárias à centralização dos contratos da transmissão

Segundo a **ALUPAR Investimentos S.A.** a medida não trará, na prática, benefícios aos agentes, em especial aos de transmissão, que serão impactados negativamente com aumento de riscos e custos, conforme exposição de motivos abaixo:

- Aumento de risco de recebimento, uma vez que no vencimento, ao invés de depósitos descentralizados (usuários), haverá um único depósito concentrado (Banco Centralizador).
- Os empreendedores e financiadores da transmissão analisam o risco de recebimento com pagamento direto pelos usuários. Centralizar a liquidação acabará por concentrar o risco, impactar preços e a financiabilidade dos projetos.
- Não está claro como serão realizadas as retenções tributárias nessa modalidade.
- No caso de recriação da CPMF, ou qualquer outro tributo com essa natureza, poderá haver dupla incidência pela sistemática de centralização proposta.
- As transmissoras não consideram nos planos de negócios pagar para terceiro liquidar o recebimento da RAP.
- As transmissoras continuarão responsáveis pela exatidão no controle e execução de inadimplências/garantias, ou seja, não há redução e sim custos mantidos.
- Altos custos para as transmissoras adequarem os sistemas de faturamento à modalidade proposta.
- Impossibilidade de algumas transmissoras continuarem a controlar os recebimentos através de sistemas de boletos.
- Risco de a instituição financeira contratada para a centralização deixar de prestar o serviço ou aumentar demasiadamente o preço do contrato de centralização em função de ser a única do mercado e assim inviabilizar a continuidade da medida proposta, trazendo mais custos aos agentes.
- Instabilidade regulatória - altera regra de faturamento consolidada no setor elétrico.
- O faturamento, contabilização, conciliação de recebimento, notificação de inadimplências, execução de garantias, continuará exatamente como é hoje, sem qualquer benefício para o transmissor, ou seja, manutenção dos custos existe.

Segundo a **REPLACE Consultoria**, deve ser mantida a descentralização da contratação e pagamentos dos serviços de transmissão, pois de acordo com as regras atuais, os transmissores, ao vencerem leilão,

contemplam em seus custos o gerenciamento do faturamento e recebimento dos pagamentos junto aos Agentes conectados à Rede Básica. A centralização da Cobrança por um terceiro Agente acarretará:

- Custos adicionais para os consumidores, distribuidores e geradores para o financiamento do Agente Centralizador;
- Possível rateio entre os transmissores, de inadimplências que eventualmente venham a ocorrer. Essa possibilidade não esteve presente nos Editais de Leilões, gerando riscos de redução de receitas para os transmissores, como consequente risco de solicitação de aumento de receita para compensar tais perdas;
- O rateio de inadimplências, como risco adicional, deverá ser considerado nos preços a serem apresentados nos novos leilões, resultando em aumento de custos para os Agentes;
- Vislumbra-se também riscos dessa inadimplência compartilhada propiciar a criação de novos encargos para “compensação” de perdas para os transmissores, o que seria inaceitável;
- A centralização da contratação e pagamentos dos serviços de transmissão tem potencial para aumentar os custos de todos os Agentes usuários, não devendo ser considerada para implantação. É importante também destacar que centralização de atividades aumenta progressivamente, os riscos de decisões unilaterais afetem o mercado ou resultem na criação de novos custos e encargos. A descentralização minimiza riscos.

A **TAESA** manifestou preocupação com a liquidação centralizada dos contratos da Transmissão pelos seguintes motivos:

- Não existem estudos definitivos que demonstrem eventuais vantagens sistêmicas e/ou redução dos custos envolvidos.
- O fato da liquidação financeira passar a ser centralizada, não altera a necessidade de que o sistema de faturamento e contabilização continue tal como é hoje (rotinas que decorrem de legislação fiscal e contábil).
- As Transmissoras continuariam responsáveis pela exatidão no controle e execução de inadimplências/garantias, uma vez que são as credoras das faturas.
- As Transmissoras não consideraram em seus planos de negócios qualquer custo para que um terceiro centralize a liquidação da RAP. Considerando que custos com o faturamento, contabilização e controle de inadimplência permaneceriam com as Transmissoras, estamos diante de situação de aumento de custos.

- O **ONS** já é contratado e remunerado para atuar na apuração, administração e liquidação dos encargos pelo uso do sistema de transmissão. Qualquer alteração de responsabilidade do ONS para a centralizadora, apesar de aparentemente inconveniente, deverá ser precedida de aditivo contratual e compensação financeira. Ademais, se a CCEE for a centralizadora não possui em seu objeto social a atuação no segmento de transmissão.
- No estudo de viabilidade deverão ser consideradas as dificuldades com questões fiscais (tais como retenções de tributos) bem como tributárias (eventual bis in idem no caso de recriação de uma “CPMF”)
- Altos custos para que as Transmissoras adequem seus sistemas à nova modalidade proposta, inclusive impossibilitando que aquelas que optarem por emissão de boletos, realizem seus controles de inadimplência e cobrança por esta modalidade.
- Ademais, não se pode descartar o risco de a instituição financeira contratada para a centralização deixar de prestar o serviço ou aumentar excessivamente o preço do contrato, especialmente considerando que não existem muitas instituições capacitadas para prestação de tal serviço.
- Porém, um dos maiores riscos envolvidos na proposta de uma liquidação centralizada seria: Depreciação da percepção de risco por parte de investidores, concessionários e financiadores a Transmissão na medida em que ao invés do recebimento da receita ocorrer mediante 520 depósitos descentralizados (usuários), haverá a concentração em um único depósito (banco centralizador). Esse risco será repassado para o preço e para as taxas de financiamento da Transmissão;
- No caso de a instituição centralizadora ter um problema sistêmico no dia da liquidação, provocaria uma inadimplência generalizada do segmento de transmissão.
- Apesar de todas as dificuldades acima apontadas, caso mesmo assim decida-se por prosseguir com a proposta de liquidação centralizada da transmissão, o que deve ser assegurado, inclusive por questões de respeito aos contratos celebrados, é que necessariamente a adesão das Transmissoras à nova sistemática proposta seja facultativa.

De acordo com a **Amim Sociedade de Advogados (representa: ABIQUIM, ABCLOR, ABIVIDRO, ANACE)**, como medida de grande preocupação para os consumidores as propostas exigem avaliação pormenorizada e fundamentada na análise de impactos regulatórios indispensáveis para sua implementação. Sob pena de somente onerar as transações no âmbito da CCEE (centralizadora), toda e qualquer centralização torna essa Câmara um organismo arrecadador de receitas e sobrecarrega as

suas responsabilidades fiscais e administrativas, criando, inclusive, problemas de governança, o que, certamente, deverá ser evitado. Tal preocupação, ademais, não é mitigada ou eliminada com a possibilidade de assunção dessas atividades por outra qualquer instituição financeira ou empresarial. Cabe ressaltar que tais funções exigem recursos financeiros para o custeio de infraestrutura e corpo laborativo competente para sua execução, além de expor a CCEE ou terceiro a impactos decorrentes de inadimplências eventuais ações judiciais, cujas consequências e providências devem ficar restritas aos agentes dos segmentos de geração e transmissão.

b) CCEE como Entidade Centralizadora

De uma forma geral houve cerca de **6%** das contribuições com relação à entidade centralizadora, com solicitação de flexibilização na definição da entidade centralizadora não ser necessariamente a CCEE (**63%**), com manifestação favorável ao ONS devido a experiência adquirida e visto que está em curso no operador um projeto que avalia a centralização dos pagamentos e recebimentos das instalações da transmissão. As demais contribuições (**37%**) foram no sentido de garantir que devem ficar a cargo da instituição centralizadora apenas os aspectos financeiros das contratações, devendo continuar sob responsabilidade do ONS os demais aspectos da contratação, caso a centralização ocorra por outra entidade (CCEE/instituição financeira de 1ª linha).

Análise das principais Contribuições

Para a **ABRATE**, a **CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos** pelo poder concedente, devendo esta ser isenta tributariamente, evitando-se a bitributação.

Segundo a **SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL** a designação da CCEE para ser essa centralizadora é o mais recomendável, atuando como contraparte dos titulares de instalações e usuários da Rede Básica. Cabe ressaltar, porém, que se houver aumento de custos tributários em função dessa intermediação, cabe optar pela manutenção do modelo descentralizado.

Luciano Freire, ex. Conselheiro CCEE resalta que faz muito sentido a proposta de centralização ainda mais condicionada a estudo prévio para constatação de redução de custo sistêmico, entretanto a CCEE ao assumir esta nova atividade (assim como a centralização dos contratos de geração e de lastro) deverá ter dotação orçamentária específica para implantação e manutenção dos sistemas necessários a essa nova atividade sendo estes custos bancados apenas pelos agentes que dele se utilizarão (segregação na participação dos custos dos serviços prestados pela CCEE aos agentes).

A **HYDRO** ressalva que se a CCEE tornar uma agência centralizadora da operação, a metodologia aplicada não deve ser considerada na atual contabilização do MCP, e isso não deve se tornar um “novo mercado de contabilização” que penalize os credores. Uma alternativa seria alocar essa centralização a uma terceira entidade, e não aos agentes nem à CCEE.

A **FIEMG** manifestou preocupação com a forte concentração de atividades financeiras e comerciais para a CCEE, sendo necessário o estabelecimento de um processo de governança forte entre todos os órgãos que atuam no setor, sendo natural que dentro de um escopo de governança que a liquidação centralizada dos contratos ficasse vinculada ao ONS.

Para a **REPLACE CONSULTORIA**, os objetivos da CCEE devem ser concentrados no registro, contabilização e liquidação das operações do mercado de energia. Sua estrutura e equipe de profissionais deve se especializar, cada vez mais, na elaboração e aplicação das regras que reflitam adequadamente todas as negociações promovidas pelos Agentes de mercado.

ABEEÓLICA recomenda a definição pelo poder concedente da entidade centralizadora, e destaca que esforços que já vem sendo realizados por um grupo de trabalho do ONS a respeito do tema, composto pelo operador e por diversos representantes dos agentes que tem discutido exaustivamente a melhor forma de se realizar a centralização proposta e que segundo a legislação e regulamentação vigente, compete ao ONS administrar a cobrança e da liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão, ficando este, incumbido de definir a forma mais eficiente de proceder tal administração.

Para a **ELETROBRÁS** a entidade centralizadora será responsável pela apuração mensal dos serviços e encargos de transmissão, que envolve, basicamente, os cálculos dos valores mensais das receitas dos prestadores de serviços de transmissão e dos encargos de uso do sistema de transmissão, a serem cobrados de cada usuário. Eventualmente, caso acordado entre as partes, será possível a atuação desta entidade por conta e ordem da transmissora, como entidade responsável pelo faturamento, considerando eventuais reduções de custo e implicações relativas a questões de utilização dos recebíveis com colateral para financiamento e empréstimos.

A **CPFL** solicita que a definição dessa centralizadora deve passar por processo de consulta pública específico, a fim de apurar informações mais precisas sobre qual entidade deve realizar as atividades de centralização dos contratos na transmissão. Dessa forma, apesar da opção aberta com a mudança em lei, a centralizadora pode não ser a CCEE caso o processo transparente de definição assim julgar mais eficiente.

Segundo a **ANEEL** a avaliação é que a criação de outro agente para centralizar os contratos de transmissão causará custos de transação adicionais aos existentes. A possibilidade de designar a CCEE como

centralizadora dos contratos de transmissão consiste em replicar a atribuição exercida atualmente pelo ONS. Ainda que se passe a atribuição para a CCEE, a centralização da contratação por parte do ONS é necessária para ele executar outras atividades.

A **CCEE** entende que a atividade relacionada à contratação, representação e gestão da transmissão deve permanecer concentrada no ONS, em razão de suas competências e atribuições legais como operador do sistema quanto a flexibilização da definição da entidade centralizadora e continuidade do projeto em curso por parte do ONS.

O **ONS** sugere dar continuidade ao projeto iniciado que objetiva a liquidação financeira centralizada em uma entidade delegada, podendo esta ser tanto uma instituição bancária ou, ainda, a própria CCEE, se isso se revelar mais adequado e eficiente. Contudo, é mister que dois óbices sejam superados, requerendo tempos significativos para tal, quais sejam: (i) equacionamento das questões de natureza fiscal e tributária; (ii) não afetação das garantias atreladas aos recebíveis, relativas aos contratos de financiamento da transmissão.

A **ABRATE** e **CTEEP** ressaltaram a importância de a entidade intermediadora flexibilizar a especificação das contas nas quais os pagamentos devem ser depositados, devido aos empréstimos e financiamentos apresentarem como garantia a cessão de recebíveis, sendo necessária a destinação dos recursos para uma conta indicada pelo tomador de garantias, conforme condições contratuais estabelecidas. Recomendam a participação de todos os agentes envolvidos quando da definição de regras e procedimentos relativos à implementação da liquidação centralizada para trazer maior clareza ao tema e mitigar problemas futuros.

O **CONCERN** (Conselho de Consumidores da COSERN) e a **CONCEN** (Conselho de Consumidores da Energisa) recomendam a criação de Grupo de Estudo composto por CCEE, ONS, ANEEL, EPE, MME para avaliação prévia da redução de custos e definição entidade centralizadora durante 180 dias, antes da mudança da forma atual realizada de contratação pelo ONS, devendo este grupo avaliar a entidade centralizadora dos contratos.

c) Adesão facultativa ou obrigatória

A proposta em consulta pública prevê a obrigatoriedade da centralização para as instalações de transmissão contratadas após a instauração da centralizadora, sendo facultada a adesão para os titulares das instalações de transmissão contratadas.

Com relação a este aspecto houve cerca de **6%** de participação, sendo que desta, **67%** das contribuições² foram favoráveis à obrigatoriedade na adesão, com o objetivo de redução de custos e inclusive evitar a coexistência de dois ambientes de contabilização e **33%** apoiaram a adesão facultativa³.

Análise das Contribuições

A **ABEEÓLICA** ressaltou que ao permitir uma adesão voluntária ao mecanismo, existe um receio no mercado de que os efeitos observados pela centralização poderiam não ser alcançados, podendo até mesmo ampliar os custos para o sistema.

Para a **ABRAGET e THYMOS**, para que a proposta se viabilize, os agentes terão que aderir em sua totalidade e com regras pré-definidas.

Para a **EDP** uma eventual não obrigatoriedade da adesão das transmissoras à centralizadora de contratos poderá elevar os custos, uma vez que seria necessária a manutenção de duas metodologias para faturamento e pagamento. Nessas circunstâncias, a necessidade de controles não permitiria a almejada eficiência operacional do setor.

O **ONS** propõe que seja tratada em ato administrativo a exigência de adesão de todos os agentes que participam dos pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão na forma de liquidação definida pelo ONS.

Com relação à adesão facultativa houve a solicitação pela **CEMIG** de flexibilização inclusive para reforços, instalação, substituição ou reforma de equipamentos em suas instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de usuários.

Nessa mesma linha a **ABRATE** solicitou que a obrigatoriedade da centralização se dê apenas somente às novas concessões licitadas e não aos ativos de concessionárias já estabelecidas. Ainda com relação ao tema adesão, a **ABRATE e PETROBRÁS** sugeriram como forma de simplificação do processo que os contratos de uso dos sistemas de transmissão poderão ser contratos por adesão, sendo firmados apenas entre a centralizadora de contratos e o usuário, sem a necessidade, portanto, de celebração de contratos individualizados.

² ABRAGET, ONS, ÚNICA, ANEEL, EDP, ABEEÓLICA, THYMOS, ENGIE

³ ABARGE, ABRATE, CEMIG, TAESA

A **ENGIE** ressalva que a coexistência de dois modelos de gestão da transmissão (multilateral e centralizada) provavelmente será mais oneroso do que somente o novo modelo centralizado. Assim, propõe que a regulamentação infra legal garanta incentivos regulatórios e econômicos para acelerar a migração dos atuais transmissores ao novo modelo proposto. Por exemplo, o novo modelo seria compulsoriamente adotado sempre que houver alienação ou troca de titularidade das atuais concessões.

A **ENGIE** ressalta ainda que a proposta em CP coloca o agente centralizador como contraparte dos contratos. Já o modelo em estudo pelo ONS não coloca o centralizador como contraparte dos contratos e mantém as relações contratuais bilaterais de hoje. Portanto, sugere avaliar se, para se implantar a gestão centralizada, há necessidade (e benefício) de se alterar a contraparte dos contratos de transmissão.

A **ABRAGE** sugeriu que seja permitido que as empresas de transmissão possam optar em aderir ao novo modelo, para aquelas concessões já existentes.

d) Mecanismo de Controle da Inadimplência

Cerca de 5% das contribuições manifestaram preocupação com os riscos de inadimplência devendo a centralização dos contratos da transmissão prever algum mecanismo de controle para sua mitigação, garantindo aos agentes o recebimento dos montantes cabíveis inclusive em caso de ação judicial com efeito de liminar que poderá causar inadimplência em volumes expressivos na conta centralizada.

Análise das Contribuições

A **CTEEP** ressaltou que no sistema atual as concessionárias efetuam o controle da inadimplência, tomando as providências cabíveis quando do não pagamento e que se o faturamento deixar de ser realizado entre as concessionárias e o consumidor, será necessário que a instituição intermediária reforce os procedimentos que reduzam os riscos de inadimplemento e implemente garantias sólidas que levam ao recebimento integral das transmissoras mesmo em caso de inadimplência.

A **ABRATE** centralizadora de contratos deve prever a aplicação de instrumentos cabíveis para a mitigação do risco de inadimplência, controle e execução de garantias e para permitir a financiabilidade das transmissoras, inclusive no que diz respeito à cessão de recebíveis.

A **ABRAGET, ABEEÓLICA e ENEL** destacam que os mecanismos de mitigação da inadimplência devem abranger tratamento de casos de ação judicial com efeito de liminar que poderão causar inadimplência em

volumes expressivos na conta centralizada, de forma a evitar que a centralização eleve o risco das transmissoras.

A **CEMAR** apresenta duas as propostas a serem avaliadas, as quais podem ser implementadas em conjunto ou de forma independente. A primeira proposta para mitigação desse risco é prever que as parcelas não arrecadadas, por inadimplência ou por judicialização, poderão compor a Parcela de Ajuste a ser considerada pela ANEEL nos processos de definição anual da Receita Anual Permitida - RAP, e, de forma simétrica, as recuperações advindas de processos de cobrança e de ações judiciais também afetariam a parcela de ajuste reduzindo seu valor para o ciclo subsequente, a segunda possibilidade que pode assegurar a adesão dos atuais agentes ao mecanismo proposto é garantir a estes (atuais agentes que optem pela adesão) a prioridade no recebimento no processo de liquidação.

e) Isenção Tributária da Entidade Centralizadora

Com relação à isenção tributária da entidade centralizadora houve cerca de 5% das manifestações no sentido de se garantir que não haja bitributação nas operações da entidade centralizadora antes da adoção da medida.

Análise das Contribuições

A **ABRATE** contribui que a CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, **devendo esta ser isenta tributariamente, evitando-se a bitributação.**

Para a **CTEEP** há a necessidade de se evitar a bitributação entre o processo de recebimento dos clientes e pagamento às concessionárias, por isso a entidade que irá centralizar o processo, independente de qual seja, deve evitar a bitributação.

A **CEMAR** ressaltou que a criação ou alteração de tributos ou encargos legais decorrentes da centralização de contratos de transmissão poderá impactar o equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão existentes. Assim, tendo em vista potencial dupla tributação que a centralização poderá resultar é fundamental que a Medida Provisória isente o setor de qualquer tributação adicional para a implementação deste mecanismo.

A **ABRAGET** recomenda envolver o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) objetivando a normatização fiscal da operação para não agregar custos adicionais à centralização.

A **AMIM Sociedade de Advogados (Representa: ABIQUIM, ABCLOR, ABIVIDRO, ANACE)** recomenda que o MME promova junto aos Ministérios da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão ampla

discussão voltada a promover a desoneração fiscal e tributária da centralizadora (talvez CCEE) e consequentemente de seus agentes participantes.

f) Rateio dos Custos da Centralização dos Contratos

ABEEÓLICA, ABRAGE, APINE, ENEL e SANTO ANTÔNIO ENERGIA contribuíram no sentido de ratear os custos decorrentes da operação centralizada com todos os agentes participantes, inclusive os agentes de transmissão que também são beneficiários da redução dos custos com a centralização.

3.2. Descotização e Privatização

A proposta em consulta pública refere-se à a proposta de privatização dos ativos de energia elétrica sob domínio da União Federal e a extinção do regime de cotas. De acordo com a proposta do MME em consulta pública, na privatização, o poder concedente poderá outorgar novas concessões pelo prazo de 30 anos, sem a reversão prévia dos bens vinculados, o que poderá ser feita pelo novo detentor.

Também está prevista pelo poder concedente a alteração do regime de exploração para produção independente de energia (PIE), inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/13 (usinas cotizadas) permitindo a comercialização da energia a preços de mercado.

A proposta inclui ainda medidas para revitalização do rio São Francisco e transferência de recursos para o Tesouro Nacional.

Com relação à privatização de ativos de geração, caso a privatização ocorra até o final de 2019, está prevista a destinação de parcelas iguais (1/3) dos benefícios econômicos a serem pagos pelo novo concessionário para as empresas geradoras controladas pela União, ao encargo CDE e ao Tesouro da União como bonificação, caso contrário após 2019, as empresas geradoras em privatização não farão jus a esta parcela, que seria destinada também para o Tesouro.

Com relação à privatização de ativos de transmissão e distribuição, caso a privatização ocorra até o final de 2019, está prevista a destinação de (1/3) dos benefícios econômicos a serem pagos pelo novo concessionário para as empresas transmissoras controladas pela União, e (2/3) ao Tesouro da União como bonificação, caso contrário após 2019, as empresas transmissoras em privatização não farão jus a esta parcela, que seria destinada também para a União. Segundo o MME, para os casos de privatização de empresas de transmissão ou de distribuição, negócios nos quais a tarifa é regulada, não faria sentido colocar a obrigação de pagamento de CDE, de modo que todo o benefício econômico ficaria com a União.

Até 31/12/19		Após 2020	
G	T/D	G	T/D
1/3 para cotas CDE 1/3 União – bonificação 1/3 para empresas controladas pela União	2/3 União 1/3 para empresas controladas pela União	1/3 para cotas CDE 2/3 União - bonificação	100% União

Para as contribuições do item 14 – Descotização e Privatização cerca de 75 pontos de contribuições foram relacionadas a este quesito, em sua maioria favoráveis à privatização. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

Com relação a privatização foi identificado 26% de participação⁴ ao considerar em sua maioria os temas desotização e privatização das usinas de geração e a destinação dos benefícios econômicos decorrentes. De uma forma **geral houve cerca de 4% do total de participantes na consulta pública não se mostraram favoráveis à privatização**, e as demais contribuições apresentaram alguma ressalva especialmente com relação à necessidade de se ter regras mais claras para atrair investidores e necessidade de análise de impacto regulatório e prévio, abrangência da privatização alcançar a alçada estadual e municipal e destinação dos recursos e possibilidade de venda dos ativos das concessões vencidas.

Será apresentada a seguir a análise das contribuições mais gerais a respeito do processo de privatização ou específicas para o segmento transmissão.

Análise das Contribuições:

a) Aspectos gerais

A **ABRAGE e ELETROBRÁS** ressaltam que privatização deve continuar se prestando como uma opção do acionista, a ser eventualmente exercida em função de visão estratégica dos negócios, necessidade, em um modelo regulatório coeso, coerente e equilibrado.

A **ELETROBRÁS** manifestou que não foram apresentados estudos qualitativos e quantitativos que permitam uma discussão a respeito do tema privatização – venda de ativos e uma análise estrutural sobre seus stakeholders. Entende que é imprescindível que se defina um marco legal quanto a privatização ou não da Eletrobrás e / ou suas subsidiárias. Entende que a privatização é uma opção estratégica da União, dos Estados, dos Municípios e do Distrito Federal, detentores de participações em sociedades estatais. Deve ser exercida a partir de políticas públicas estabelecidas por meio de atos normativos. A proposta não leva em conta a existência de compromissos assumidos, no Brasil e no Exterior, que são afetados a partir da decisão de privatizar uma estatal ou alienar seus ativos relevantes. A CVM vem determinando a não participação do acionista controlador em assembleias, que tratam de assuntos advindos de orientações do poder concedente por entender que existe conflito de interesses. Com relação à Eletrobrás não existe comando normativo referente à possibilidade de sua privatização. Caso a decisão seja por privatizar, deve ser definida em lei essa

⁴ 55 Contribuições distribuídas: Instituição Setorial (4%), Associação de Agentes (5%), Instituições e associações Diversas (45%), segmentos: comercialização (4%), Consumo (15%), Distribuição (7%), Geração (7%), Agentes com Transmissão/Transmissoras (13%)

política pública para orientar a natureza jurídica, societária, econômica e o modelo de alienação da Eletrobrás e suas empresas.

A **CEMIG** e **ENERGY CHOICE** recomendam ampliar a abrangência na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pelo Poder Público (União, Estados, Distrito Federal e/ou Municípios) e não apenas Federal para manter o princípio da isonomia.

O **CERI/FGV** destaca a necessidade análise de impacto para avaliar a alocação da receita com privatizações entre o Tesouro Nacional e o setor econômico envolvido, sendo qualquer sugestão de política desta natureza deve estar ancorada em robusta análise de impacto, preferencialmente em equilíbrio geral, dados os efeitos líquidos que serão percebidos pelos diversos agentes na economia brasileira e não apenas pelos consumidores de energia elétrica.

b) Possibilidade de os proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos

A **ABRATE** e **TAESA** solicitam que com relação à proposta apresentada nos §§ 2º-A ao 2º-E do Art. 8º da Lei 12.783/2013 que define a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova concessão, com possibilidade de abatimento de créditos entre as partes e regulação da ANEEL a respeito de como essa venda seria incorporada às tarifas, deve ser confirmado o alcance também para a possibilidade de privatização do segmento de transmissão.

Para a **AES TIETÊ** deve ser esclarecida como os proprietários dos ativos de concessões vencidas poderão realizar a venda de seus ativos ao vencedor da nova concessão. Com relação à reversibilidade dos bens pelo advento do Contrato de Concessão a AES-TIETÊ entende que deve estar explícita a indenização: (i) dos bens que compõem o projeto original ainda não integralmente depreciados, conforme apuração de auditoria do Poder Concedente; e também (ii) dos valores dos investimentos posteriores ainda não amortizados, aprovados e realizados, não previstos no projeto original.

O **Conselho de Consumidores CPFL Paulista e CPFL Piratininga** se posiciona contrário a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) em função do aumento que se gera na tarifa de energia. Adicionalmente, privatizações deverão considerar a depreciação já ocorrida e, quando for o caso, estabelecer como teto para o leilão seu valor de operação e manutenção.

Da mesma forma, o **Conselho de Consumidor de Energia Elétrica de Mato Grosso e CONCCEL** entende que os processos de privatização que envolverem empreendimentos já depreciados deverão ser limitados aos respectivos custos de operação & manutenção e que independentemente do tipo de empreendimento.

c) Destinação de recursos oriundos da privatização dos ativos da transmissão

A **3G RADAR** manifestou que apoia a proposta colocada pela nota técnica do MME, que atribui de forma direta às empresas controladas pela união 1/3 do benefício econômico financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão. Qualquer outra forma, como por exemplo, via capitalização das empresas pela União não constitui incentivo econômico algum, criando claro conflito de interesses entre o controlador e os demais acionistas.

Com relação à destinação de recursos para a Eletrobrás, a **SAE** (Secretaria de Acompanhamento Econômico do MF) mencionou que a maneira mais apropriada é por meio de capitalização pela União e que inclusive esta opção pode angariar mais capital para a empresa, haja vista que os demais acionistas terão a opção de aportar mais capital para manter a sua participação acionária.

De acordo com **GOLDMAN SACKS** a proposta estabelece que, para as empresas estatais controladas pelo governo federal e que renovou as concessões nos termos da Lei nº 12.783 /13, a transferência do benefício econômico seria reduzida para 1/3 para ativos de geração privatizados e 2/3 para ativos de transmissão e distribuição privatizados contrasta com a abordagem global orientada para a isonomia.

Dentro do tema equacionamento das despesas das estatais e destinação de recursos, a **ANEEL** manifestou que direcionar recursos dos consumidores regulados para atenuar efeitos advindos de práticas passadas que podem ter sido danosas ao patrimônio das estatais, contradiz os princípios defendidos na Consulta Pública de “busca da eficiência empresarial e produtiva como estratégia de melhor de posições competitivas”. Além disto, tal encaminhamento irá transferir recursos dos consumidores regulados aos acionistas minoritários das empresas estatais que passarão por processo de privatização.

O **Conselho de Consumidores CPFL Paulista e CPFL Piratininga** os recursos vindos de eventuais privatizações deverão ficar restritos ao setor elétrico, sem repasse para a União fora desse fim.

Da mesma forma, o **Conselho de Consumidor de Energia Elétrica de Mato Grosso e CONCCEL** entende que toda receita gerada deve ser obrigatoriamente por força de lei incorporada no setor elétrico/consumidor, não podendo subsidiar políticas governamentais alheias ao setor, com recursos do setor.

O instituto **ACENDE BRASIL** menciona ser questionável a bonificação de outorga no caso de transmissão e distribuição uma vez que as tarifas são reguladas (a cobrança da outorga teria o impacto de aumentar a própria tarifa).

A **EQUATORIAL ENERGIA** entende que o benefício econômico deva alcançar apenas as concessões de geração, uma vez que os segmentos de transmissão e distribuição tem característica de monopólio e possuem tarifa regulada estabelecida em processo tarifário, situação que não influencia em sinal de preços competitivos. A inclusão de benefício econômico geraria sinais distorcidos de preço. Cabe destacar que para a distribuição, onde as tarifas são reposicionadas periodicamente e a base de ativos está em constante evolução, não seria razoável a figura do benefício econômico nas renovações das concessões, com reflexos tarifários.

3.3. RGR para Transmissão

A Nota Técnica sugere a destinação de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Como condição para tal destinação, exige-se que o componente tarifário não seja objeto de questionamento judicial.

Para o as contribuições do item 13 – *Reserva Global de Reversão para Transmissão*, cerca de 58 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

Assim, cerca de 16% do total de participantes na Consulta Pública se manifestaram⁵, abrangendo temas como concordância/discordância e ressalvas da destinação dos recursos da RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos de transmissão, bem como forma e abrangência da destinação, preocupação com a suficiência dos recursos, desistência do questionamento judicial e possibilidade de utilização de outros tipos de recursos da União. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque para as diferentes visões nas contribuições.

Análise das Contribuições:

a) Destinação dos recursos da RGR

Com relação à destinação de recursos da RGR houve cerca de **79%** das contribuições favoráveis podendo incluir algum tipo de ressalvas, e **21%** contrários à sua destinação para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012.

Para a **NEOENERGIA** a proposta de destinar recursos da RGR para o pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados é benéfica a todo o setor.

⁵ 34 Contribuições: Instituição Setorial (6%), Associação de Agentes (12%), Instituições e associações Diversas (26%), segmentos: comercialização (3%), Consumo (12%), Distribuição (9%), Geração (12%), Agentes com Transmissão/Transmissoras (21%)

A **AMIM Sociedade de Advogados (Representa: ABIQUIM, ABCLOR, ABIVIDRO, ANACE)** destacou que a RGR, em sua essência, foi criada com a finalidade de prover indenizações em razão da reversão de bens concedidos e foi devida e integralmente recolhida pelo segmento consumo ao longo das últimas décadas, de modo que a indenização das transmissoras deve necessariamente ser acoberta por seus custos, independentemente da discussão judicial ou não de sua legitimidade. As alterações na redação proposta pelo MME são imprescindíveis para resguardar os direitos dos consumidores com a utilização racional e isonômica do fundo da RGR, custeado pelo segmento do consumo.

A **Equatorial Energia** entende que a proposta de destinar recursos da RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012, **já tem respaldo legal**, na medida em que há previsão para uso dos recursos para indenização de ativos ainda não amortizados.

A **MITSUI** manifestou que está de acordo que o governo utilize a RGR para compensar os custos da transmissão, entretanto entende que o recurso é insuficiente para compensar todo o custo da indenização (60 bilhões) devendo, portanto, os custos residuais (52 bilhões) devem ser rateados por todos os consumidores.

Para a **SANTO ANTÔNIO ENERGIA (SAE)** a destinação de recursos da RGR para pagamento do “componente tarifário” dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida em 2012, **deve ser afastada** pois esses custos não são devidos pelos usuários da rede. Dessa forma, **os geradores em nenhuma hipótese podem arcar com essa indenização**, pois além de não estar previsto em Lei que essa indenização seria arcada pelo gerador em suas tarifas de usos do sistema de transmissão, sendo que o mesmo provocaria grave e flagrante desequilíbrio econômico financeiro das concessões. O § 4º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013 já possibilita que seja utilizado recursos da RGR para o pagamento da indenização devida às transmissoras. Portanto, deve ser descartado a intenção do MME em suprimir esse § 4º, pois com essa medida, o MME pretende definitivamente alocar o pagamento dessa indenização aos usuários da rede de transmissão. A SAE sugere ainda que seja alterada a Portaria nº 120/2016 de modo a i) **excluir** que os valores homologados pela ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e ii) que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas (RAPs) sejam indenizados com recursos oriundos da conta Reserva Global de Reversão, **e que na insuficiência de fundos** da respectiva conta os débitos sejam liquidados com **recursos da União Federal**. Adicionalmente, o custo de capital deverá ser adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas.

Para a **ANEEL**, o primeiro apontamento em relação à proposta do uso dos recursos da RGR para pagamento de componentes tarifários dos ativos de transmissão previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013 refere-se à natureza desse pagamento. No entendimento da **ANEEL**, o pagamento desses valores com recursos da RGR teria natureza indenizatória e, portanto, não deveria carregar componente adicional remuneratório (custo de capital). Outra questão se refere à distinção do universo de pagantes. A RGR é paga pelas concessionárias de geração e transmissão que não prorrogaram as concessões ou não foram licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Já a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão é paga por todos os usuários da Rede Básica, atingindo direta ou indiretamente todos os consumidores de energia elétrica do SIN. Além disso, é sabido que, quando da renovação das concessões os recursos da RGR não foram suficientes para pagamento da RBNI, sendo necessário aporte do Tesouro e os valores da RBSE são maiores. Por fim, a RGR é parte do fundo CDE e o deslocamento de parte dos recursos da CDE para outras finalidades tenderá aumentar este encargo.

Para a **ECOM** a proposta que busca alocar recursos da RGR para quitar parte da indenização das transmissoras é benéfica ao sistema, tendo em vista que tais recursos tem a finalidade de quitar a reversão de ativos. Porém, existe a preocupação que tal destinação cause aumento de outros encargos, caso a medida não seja concatenada, por exemplo, com a racionalização dos descontos na CDE.

Conforme manifestação da **ABRAGEL**, a legislação claramente autoriza o poder concedente a pagar o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, conforme explicita o disposto no art. 2º, § 2º, da Lei 12.783/2013, não concordando, portanto, com a indevida transferência de responsabilidade proposta da destinação de recursos da RGR para cobrir obrigação assumida pelo poder concedente.

A **ABRACE** contribuiu no sentido que a RGR deverá destinar seus recursos prioritariamente para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783/12, considerando que o fundo da RGR foi custeado por todos os consumidores ao longo das últimas décadas, e que no processo de indenização de parcela das usinas de geração e transmissão decorrente da MP 579 seu saldo foi completamente utilizado, beneficiando majoritariamente os consumidores regulados, em detrimento dos consumidores livres, o único destino admissível para os novos recursos arrecadados com a RGR é a redução da componente tarifária de uso do sistema de transmissão.

Para a **BROOKFIELD** os recursos arrecadados ao longo das décadas mediante cobrança do respectivo encargo setorial da RGR devem prioritariamente ser destinados ao pagamento de indenizações do setor elétrico, inclusive àquelas associadas aos ativos não amortizados e/ou não depreciados ao final do prazo das concessões.

Segundo a **BROOKFIELD** e **ABRAGEL** deve se evitar a concessão de vantagens às transmissoras em relação às demais beneficiárias do fundo RGR, sobretudo às concessionárias que devolveram as usinas de geração de energia elétrica por ocasião do advento do termo contratual da concessão, mas que ainda não foram indenizadas pelos ativos não amortizados e/ou não depreciados. Dessa forma, sugere que a destinação de recursos da RGR para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão dos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783/2013, esteja condicionada ao prévio pagamento das indenizações não superiores a R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais) devidas pela União, de forma incontroversa, em razão da disponibilização de ativos não amortizados e/ou não depreciados decorrente do advento final do prazo do contrato de concessão de serviço público de geração ou transmissão de energia elétrica, não prorrogado, respeitada a respectiva ordem cronológica de disponibilização desses ativos para fins do disposto no art. 8º da Lei nº 12.783/2013. Somente haverá preferência do gerador ao recebimento dos recursos da RGR se o valor da indenização devida pelo poder concedente não houver sido questionado em juízo ou, se foi, caberá ao agente desistir da demanda, renunciando aos direitos sustentados em juízo.

Como a proposta prevê destinação de recursos da RGR apenas para abatimento do componente das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) a **ABRAGEL**, **ABEEÓLICA** e **ENEL** solicitaram a extensão da utilização dos recursos da RGR para indenizar os ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783/2013, incluindo os pagantes da TUSDg.

A **ABRATE**, **TAESA**, **SANTO ANTÔNIO ENERGIA** e **EDP** solicitam que seja garantido às transmissoras o recebimento líquido de impostos e encargos dos referidos pagamentos (sem dedução) em caso de a RGR não pagar diretamente a parcela tarifária do consumidor final

b) Preocupação com a Suficiência da RGR

GOLDMAN SACKS acredita que são necessários mais detalhes para avaliar se os recursos levantados anualmente pelo custo do setor RGR seriam suficientes para cumprir os pagamentos da RBSE.

A **Associação de Distribuidoras de Energia de Menor Porte (ABRADEMP)** evidencia a importância da utilização da RGR para pagamento dos ativos de transmissão não indenizados e não amortizados na medida em que atenderia o já destacado princípio da modicidade tarifária, entretanto não está claro se de fato há recursos na conta suficientes para que tal finalidade seja concretizada, mesmo considerando os valores a receber, restando imperativo, em respeito ao princípio da transparência, que tais valores sejam apresentados

A **PSR** manifestou concordância com a proposta, uma vez que reduz a judicialização do Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, há uma preocupação com relação aos recursos existentes na RGR para cobrir as indenizações.

A **CEMIG** solicita que seja explicitado o saldo existente da RGR, quais serão os recebíveis do fundo nos próximos anos e quando serão efetuados os pagamentos às transmissoras para subsidiar a decisão de desistência das ações judiciais

A **FIEC** concorda com a proposta, uma vez que reduz a judicialização do Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, há uma preocupação com relação aos recursos existentes na RGR para cobrir as indenizações são favoráveis a destinação dos recursos da RGR.

A **Secretaria de Acompanhamento Econômico (SAE)** do Ministério da Fazenda entende ser pertinente a comprovação numérica pelo MME de recursos suficientes para garantir a solvência do fundo com o pagamento do componente tarifário dos ativos de transmissão não amortizados e não indenizados em um possível aumento de encargos.

c) Vinculação da proposta com a inexistência de ações judiciais

Para a **HYDRO** a alocação da RGR não deve estar vinculada a nenhuma ação judicial, pois a mesma já é uma taxa de reserva a ser utilizada com amortização de ativos.

A **EDP** entende que a proposta é positiva, pois ela está alinhada com o objetivo de destravar o setor elétrico. No entanto, a forma com que se vinculou a proposta à inexistência de ações judiciais gera o temor de que essa não se concretize, dado que a permanência de qualquer ação judicial inviabiliza por completo a proposta. Ou seja, em um caso extremo, a discordância de um único agente setorial, em divergência à decisão da grande maioria em renunciar às ações judiciais, torna a proposta inexecutável. Nesse sentido, A EDP contribui a favor da verificação individual da existência de ações judiciais pelo Poder Público e marco temporal explícito de verificação.

A **ABRADEMP** também recomenda que seja revisada a atual formatação da proposta para que a mesma deixe de ser condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário, e ainda que seja estabelecida uma redação legal que defina tal utilização como certa e não apenas possível pelo poder concedente.

Os **consumidores do Mato Grosso e Conselho de Consumidores CPFL Paulista e CPFL Piratininga** a proposta de uso da RGR para remuneração das transmissoras deve ser aplicada, porém, não restrita apenas à condição de desistência de eventual ação na justiça. Os recursos recolhidos pelos consumidores por cerca de 60 anos devem ser utilizados para esse fim independente de ações na justiça. Para os Conselhos tal alternativa

pode ser utilizada, mas como segundo critério para aqueles consumidores que optaram por ingressar na justiça em busca de seus direitos. Mais ainda, deverá ser devolvido para os consumidores os valores já arrecadados por meio desse mesmo recurso.

Para o **Conselho de consumidores da ENEL** o vínculo de seu uso (RGR) ao cancelamento de eventual questionamento no judiciário não deve ser fator impeditivo para retomada dessa destinação dos recursos existentes. Sua contabilização deve vir em prol da modicidade tarifária primordialmente e em segunda instância aplica-los sob a condição de desistência de ação judicial para aqueles que assim optaram. Entendemos que tais recursos não devem ser aplicados apenas aqueles que ingressaram com ação judicial.

Segundo a **ABRACE** não existe justificativa para condicionar o correto tratamento dos futuros recursos da RGR à inexistência de ações judiciais relacionadas à componente tarifária citada, uma vez que os recursos, oriundos dos próprios consumidores, têm sua destinação prioritária na indenização de ativos. Restrição neste sentido, ao limitar o exercício de direito por parte dos agentes, inviabilizando a utilização de instrumento de proteção pelos consumidores, se oporia à previsão constitucional de que “o Estado promoverá, na forma da lei, a defesa do consumidor”. Ademais, o condicionamento proposto no § 4º-B, uma vez que condiciona à “inexistência de ações judiciais”, é, na prática, inviável, devido à impossibilidade de coordenação entre os agentes no sentido de “desjudicializar” totalmente o tema.

A **SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA DO ESTADO DO RS** entende que *“os recursos da Reserva Global de Reversão sejam destinados para pagamentos do componente tarifário dos ativos de sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorridas em 2012, desde que inexistam ações judiciais questionando o valor do referido componente tarifário”*.

A **SANTO ANTÔNIO ENERGIA** e a **ENEL BRASIL** são favoráveis a inserção de dispositivo sobre a renúncia dos direitos que se fundam as ações judiciais

d) Utilização de outras fontes de recursos

A **ENGIE** manifestou que apesar da nobre intenção do MME de buscar a desjudicialização do setor, verifica-se que essa proposta pode ser inócua uma vez que os recursos atuais da RGR são de pequena monta. Assim, complementarmente, sugerimos usar recursos da CDE também para esse fim. Nada mais justo uma vez que esse imbróglio nasceu da MP 579 que introduziu uma redução artificial de preços e tarifas que emperra o setor até hoje.

Houve outras contribuições (**ABRACE, HYDRO, ABRAFE, CONCEL**) no sentido de destinar os benefícios econômicos decorrentes da descotização e privatização para a RGR.

Segundo a **ABRACE** o destino adequado para a integralidade dos recursos em discussão é a RGR, desde que se vincule o uso desses recursos ao abatimento de custos de transmissão nos termos do art. 15 §2º da Lei 12.783/13 e em caso e, inexistindo indenizações a pagar, serão destinados à Conta de Desenvolvimento Energético -CDE.

e) Outras contribuições:

O **CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ENEL** é favorável à inclusão nas despesas a ser coberta pela RGR o caso em que uma concessionária, na venda direta dos ativos para outra, opte por não receber a indenização.

Para a **ABRACE e CTEEP** é relevante para a desjudicialização da questão atinente à RBSE evidenciar o significado do termo “atualização do valor da receita” referente à parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados, sugerindo alteração do § 3º do art. 15, de forma a incluir **que o mesmo será atualizado monetariamente e compensado pelo período de indisponibilidade** até a data de seu efetivo pagamento.

A **ELETROBRÁS** manifestou que o recolhimento da RGR está previsto até o dia quinze do mês subsequente ao mês de competência. O crédito das parcelas duodecimais da receita decorrente da geração das usinas Angra I e II, ocorre no décimo primeiro dia útil de cada mês subsequente ao de competência (ms+11du), obedecendo ao calendário estabelecido pela CCEE e homologado pela Aneel. Assim, a fim de mitigar o risco de desequilíbrio no fluxo de caixa da Eletronuclear, propõe-se que a data de depósito ocorra até o dia vinte de cada mês seguinte ao mês de competência.

A **ENERGY CHOICE** consultoria sugere como alternativa tratar os ativos de transmissão de maneira análogo aos de geração, seja na extensão, na renovação ou nova concessão, repassando os valores residuais para o período subsequente evitando as indenizações. Nas renovações da concessão da transmissão ou relicitação, seriam deduzidos os valores a serem pagos pelo licitante vencedor, eventuais valores residuais do primeiro período de concessão, em caso de renovação, ou a transferência desta parcela para o concessionário anterior, eliminando-se os ônus indenizatórios que poderiam ocorrer.

O **ONS** se manifestou de forma geral em relação às medidas propostas para a redução das ações judiciais, a fim de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança dos encargos, reforçando entretanto, a relevância de serem tratadas as questões estruturais, que deram origem aos problemas versados pelo grupo 4, da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, a fim de que o novo modelo se torne sustentável e, com isso, seja evitada nova judicialização pelos agentes setoriais.

3.4. CDE: Racionalização de Descontos da CDE

Com relação ao item 11 - *Racionalização de Descontos da CDE* a nota técnica da consulta pública propõe que a partir de 2019 todas as rubricas com desconto na CDE serão convertidos em R\$/MWh, permitindo a comparação dos diversos descontos provenientes de políticas públicas (ex. irrigação, rural, etc.) que incidem sobre a conta de energia, limitados aos respectivos dispêndios ocorrido em 2016, corrigido pelo reajuste médio das distribuidoras. A proposta estabelece condicionantes para a concessão dos descontos, como a exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio e critérios que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

Para as contribuições do item 11 - Racionalização de Descontos da CDE, cerca de 29 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

Na consulta pública houve cerca de 10% de contribuições⁶ ao considerar o total de participantes foram relacionadas a este quesito, abordam em sua maioria concordância no estabelecimento de valor teto para a CDE, mudanças de desconto de valores percentual para valor fixo, sugestão de estabelecimento de tarifa Única Nacional para consumidores de Baixa Renda, estabelecimento de contrapartidas para recebimento de subsídios e a sugestão de que se incluía medida contra a judicialização do setor para as questões que envolvam o não pagamento da CDE.

Para a **ANEEL** é positiva a proposta de racionalização dos subsídios tarifários custeados pela CDE, visto que, economicamente, os subsídios acabam por reduzir o bem-estar econômico e promovem uma alocação ineficiente dos recursos investidos na infraestrutura das redes elétricas. Segundo a ANEEL esses descontos deveriam ser custeados diretamente via Orçamento Geral da União e não por meio da CDE, sendo os subsídios arcados pelo contribuinte e não pelo consumidor de energia elétrica, evitando-se distorções na alocação de custos do setor elétrico. Mas, ao conhecer as dificuldades financeiras enfrentadas pelo Governo Federal, considera-se que esse não é um caminho viável neste momento. Nesse sentido, são benéficas as propostas que visam restringir ou até eliminar os subsídios tarifários, assim como o estabelecimento de condicionantes

⁶ 20 Contribuições: Instituição Setorial (5%), Associação de Agentes (15%), Instituições e associações Diversas (40%), segmentos: comercialização (5%), Consumo (5%), Distribuição (10%), Agentes com Transmissão/Transmissoras (20%)

(contrapartidas e critérios de acesso) para a concessão desses descontos e a imposição de limites de gastos da CDE. Quanto à conversão dos atuais percentuais de descontos nas tarifas, que hoje estão estabelecidos em atos infra legais, em descontos definidos em R\$/MWh, a proposta é positiva ao revelar o custo unitário de cada subsídio. Entretanto, avalia-se que para alguns descontos, uma medida mais simples e eficaz seria a redução dos atuais percentuais gradualmente até a sua completa extinção. Adicionalmente, embora não tenham sido tratados nesta CP, também se avalia oportuna a alteração de subsídios que estão definidas em Lei, como a Tarifa Social de Energia Elétrica e a Universalização do Serviço de Energia Elétrica⁷.

A **EQUATORIAL ENERGIA** propõe que sejam mantidos os descontos em percentual, uniformes em todo o Brasil. Como a proposta também traz um limitador de crescimento para as despesas da CDE, o percentual de descontos também passaria a ser discutido no âmbito da construção do orçamento anual da CDE. Ou seja, além das quotas a serem pagas, a ANEEL também passaria a fixar, para cada ano, os percentuais de descontos a serem concedidos para cada modalidade de benefício.

Segundo **GOLDMAN E SACKS** esta é uma medida de restrição orçamentária orientada para a autonomia e também para o orçamento, o que ajudaria o esforço geral para racionalizar os subsídios nas tarifas, bem como para fornecer um sinal tarifário mais eficiente e isonômico para os consumidores em todos Brasil.

O **ACENDE BRASIL** manifestou a importância do subsídio destinado aos consumidores Baixa Renda, que estão em dispositivo legal específico não contemplado na proposta. Nesse contexto, a manutenção da Tarifa Social, bem como sua ampliação, é fundamental, até para evitar que estes consumidores recorram ao furto de energia. Portanto, recomenda-se manter o desconto da Tarifa Social expresso em percentual da tarifa, excluindo-o desta proposta. A mesma exclusão valeria para os compromissos já assumidos no âmbito do Programa Luz para Todos.

A **EDP** também se manifestou favorável ao estabelecimento de valor teto para a CDE, mudança de desconto de valor percentual para valor Fixo, ao estabelecimento de Tarifa Única Nacional para consumidores de Baixa Renda e ao estabelecimento de contrapartidas para recebimento de subsídios.

A **ECOM** ressaltou que para o MME, é de suma importância estabelecer previsibilidade para o custo dos subsídios direcionados à alguns participantes do setor elétrico. Desta forma a “racionalização dos descontos” apresentada busca estabelecer uma métrica em que o recurso destinado a promover os incentivos sejam finitos, a fim de não onerarem os consumidores de forma abusiva.

⁷ Jorge Valente da Universidade de Brasília apresentou a contribuição “Nova Sistemática de Aplicação da TSEE)

Segundo a **REPLACE CONSULTORIA**, verifica-se que o montante da CDE, escolhido como base para limite superior dos subsídios, é o maior dos últimos 4 anos. Ao considerar esse limite, estar-se-á estabelecendo um patamar elevado para essas despesas, o que não é desejável. Para que seja reforçado a mensagem da progressiva redução dos encargos da CDE propõe-se que seja considerado como limite superior, o valor referente à média dos últimos 4 anos, o que levaria esse limite para um valor próximo a R\$ 5,6 bilhões (em moeda 2016).

Para a **ABRACE** a proposta apresentada tem o objetivo louvável de evitar o aumento indiscriminado de despesas da CDE, entretanto a consulta propõe que seja limitado ao custo da CDE com este item em 2016, perpetuando uma despesa em um patamar que o próprio MME reconhece ter sido um dos mais altos já registrados. Nesse sentido é favorável ao estabelecimento de um preço teto para a CDE, entretanto recomenda-se que o montante total de despesas da CDE com os descontos de que trata o caput deverá ser reduzido, gradual e uniformemente, entre 2018 e 2030, com o objetivo de garantir o fim deste item de despesa.

Para a **ENEL** as mudanças propostas em relação aos subsídios da CDE são fundamentais para dar maior racionalidade e eficiência ao setor, no entanto, é importante ressaltar que essa racionalização trará fortes impactos para os consumidores que hoje são beneficiados por esses subsídios, especialmente para os consumidores de menor renda. A ENEL sugeriu alteração no texto de modo a tornar compulsória as condicionantes relativas à racionalização dos subsídios e mencionou que não está claro na como se dará a aplicação desse teto para os subsídios, visto que o consumo só é conhecido de forma ex-post. Nesse sentido, é fundamental que seja criado um mecanismo que assegure o repasse tarifário integral do subsidio, por parte da distribuidora, caso haja a concessão de subsídios acima do teto estipulado.

A **ABRACEEL** recomenda a fiscalizar se as atuais unidades consumidores que recebem os diversos tipos de subsídios em suas tarifas realmente se enquadram nos requisitos necessários para a obtenção dos subsídios.

Quanto a limitação sugerida para o encargo da CDE, a **FECOERGS - Fed. Coop de Energia do RGS** entende que deve ser respeitado o cálculo da subvenção para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural definido pela Lei 13.360/2016 e atualmente em discussão na AP035/2017- ANEEL, sem a consideração da limitação imposta apresentada na proposta.

Para os consumidores representados pela **ANACE, ABIQUIM, ABIVIDRO e ABICLOR** é necessária a estruturação e revisão da alocação dos custos a serem rateados entre os cativos e livres. No rol das rubricas que devem compor a CDE é de se verificar, com facilidade, a integração de custos que somente beneficiam os consumidores cativos e outros que atingem tanto os regulados como os livres. Essa identificação e separação

é imprescindível para o seu rateio, que, independentemente da proporção legalmente fixada, há de ser prevista na sua orçamentação a cargo da ANEEL.

O **Conselho de Consumidores da Enel Distribuição** é favorável a inclusão medidas contra a judicialização do setor para as questões que envolvam o não pagamento da CDE.

3.5. CDE: Antecipação da Convergência

Com relação ao item 15 – *Antecipação da Convergência da CDE* a proposta do MME prevê a incorporação de novo recurso para a CDE proveniente de cotas associada a novas outorgas de geração nos processos de privatização e o pagamento de prêmio de incentivo das fontes renováveis, em substituição ao desconto. Também está prevista a antecipação da chamada “convergência da CDE” com a definição das condições e prazos para a inclusão dos encargos setoriais no cálculo das tarifas dos sistemas recém-interligados de forma gradativa a partir de 2017 a 2023 (1/5 a cada ano), promovendo uma equalização do rateio entre as regiões do país, com diminuição dos valores a serem pagos nas regiões S/SE-CO, e aumento na região N/NE, incluindo os sistemas recém-interligados.

Para o as contribuições do item 15 – Antecipação da Convergência da CDE, cerca de 31 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

Assim, cerca de 11% contribuições⁸ ao considerar o total de participantes foram relacionadas a este quesito, abrangem: a data de início da convergência, a cobrança diferenciada da CDE por Nível de tensão e a aplicação dos Recursos da Privatização para Redução da CDE:

a) Antecipação da convergência da CDE de 2030 para 2023

Segundo a **ANEEL**, considerando o orçamento da CDE de 2017, estima-se que a aplicação da nova regra de rateio do encargo tarifário irá gerar um aumento médio de 5% nas tarifas dos consumidores da baixa tensão das regiões Norte/Nordeste e uma redução média de 12% das tarifas dos consumidores da alta tensão das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Nesse sentido, a antecipação da convergência da CDE, proposta pelo MME, irá antecipar esse impacto tarifário para o ano de 2023. Quanto à proposta de antecipação, de 2034 para 2023, da inclusão dos encargos setoriais na base de cálculo do ACRmed, que é o limitador dos reembolsos da CCC, à taxa de 1/5 ano a partir de 2018, entende-se como benéfica, à medida uma vez que dá a correta sinalização de preços aos consumidores dos sistemas isolados. Entretanto, entende-se que apenas os encargos setoriais

⁸ 22 Contribuições: Instituição Setorial (5%), Associação de Agentes (5%), Instituições e associações Diversas (36%), segmentos: comercialização (5%), Consumo (9%), Distribuição (14%), Agentes com Transmissão/Transmissoras (27%)

exclusivos dos sistemas interligados devem ser incluídos no cálculo do ACR médio, como o ESS, EER e PROINFA. Do contrário, os consumidores dos sistemas isolados serão impactados duplamente pelo encargo.

Para os **Conselhos de Consumidores da Cosern** e da **Energisa** não é razoável antecipar o cronograma de aplicação da sistemática de rateio das quotas anuais da CDE, face o impacto tarifário que provocará aos consumidores do Norte e Nordeste.

A **HYDRO**, apoiada pelo recente debate já alçado, contribui para manter a forma de rateio proposta pela Lei 13.360/2016. No presente momento, a alteração pode provocar graves distorções na alocação de custos para consumidores industriais e residenciais.

Para a **ENEL** é fundamental que a adoção da convergência da CDE seja precedida de um estudo detalhado de seu impacto tarifário. Além disso, é importante que a antecipação dessa convergência seja acompanhada da definição de mecanismos claros para mitigar o impacto tarifário sobre os consumidores, especialmente os mais vulneráveis e que a sua regulamentação e implantação seja precedida de ampla discussão com a sociedade civil.

A **NEOENERGIA** manifestou que o impacto tarifário no N/NE é muito maior que a redução nas demais regiões, sendo questionável a desoneração dos consumidores em nível de tensão mais elevado. Sugere-se manter o cronograma atual resultante de recente discussão no Congresso. Também registrou que as tarifas finais para as diversas áreas de concessão do país são muito diferenciadas. Ao migrar para um valor único de desconto em todas as concessões, o efeito obtido será de acentuar as diferenças de custo, elevando-se ainda mais a carga tarifária já existente para os consumidores de áreas de concessão menos desenvolvidas como maior dificuldade de pagamento. Portanto, não há razoabilidade na proposta apresentada, que inclusive não prevê se quer um prazo de transição, trazendo impacto relevante para essas classes de consumidores, afetando também as distribuidoras com o aumento do risco de inadimplência e perdas, sobretudo quando se observa o efeito acumulado do conjunto de medidas propostas. Nesse sentido seria mais razoável fazer isso de forma bastante gradual e seguindo um cronograma anual de redução dos percentuais dos descontos atuais, que passam a vigorar a partir do respectivo processo tarifário.

A **EQUATORIAL ENERGIA** entende que o prazo atualmente estabelecido em Lei deve ser mantido e que mais relevante do que a discussão quanto ao prazo da convergência, está a questão da adequação de se extinguir um mecanismo que atua em linha com uma diretriz básica que emana da Constituição Federal. É fato conhecido que as desigualdades regionais e a pobreza ainda são elementos relevantes no Brasil, e a exclusão de um mecanismo que atua no sentido de sanar estes problemas não pode ser feita, sem medidas que

mantenham a diretriz fundamental. A Equatorial apresenta duas propostas relativas à tarifa social para consumidores de baixa renda do Brasil e à universalização.

Para a **ELEKTRO**, além da antecipação da convergência do encargo, há que se apontar também a questão do rateio do valor total entre os diferentes níveis de tensão. Atualmente, as alta e média tensões são beneficiadas ao pagar somente 1/3 e 2/3 da CDE, respectivamente, restando à baixa tensão, ou seja, aos consumidores residenciais, em sua maioria, arcar com maior peso deste encargo. Tal medida cria um incentivo oculto na tarifa de energia à alta tensão, que vai contra os princípios de transparência e redução de subsídios via tarifa de energia da própria consulta. A ELEKTRO entende que, para honrar com os princípios do aprimoramento do marco, há que se deixar claro o que se pretende com tal construção, qual a política pública envolvida e seus objetivos.

Segundo a **ENERGISA** está se propondo a antecipação de uma equalização nacional (convergência do lado do consumo), fazendo com que em cinco anos todos os consumidores paguem o mesmo valor em R\$/MWh. No entanto, vemos aqui a oportunidade de aperfeiçoamento da política de redistribuição, fazendo com que o valor a ser pago pelos consumidores a título de quotas de CDE, em R\$/MWh, seja inversamente proporcional ao valor que eles pagam pelo uso das redes de distribuição, também em R\$/MWh. É necessário que se faça uma análise do impacto sobre as tarifas resultante de todas as medidas propostas (descotização, convergência da CDE e racionalização de subsídios).

A **EDP** apresenta estudo sobre o impacto da convergência nas tarifas e defende a convergência da CDE entre as regiões no ano de 2023, a qual se apresenta como uma oportunidade para eliminar o subsídio cruzado e melhorar a sinalização de custo ao consumidor. A EDP também apoia o princípio da cobrança diferenciada da CDE entre níveis de tensão. As diferenças a serem pagas entre os níveis de tensão devem ser fundamentadas em metodologias e critérios transparentes

Para a **AMIM Sociedade de Advogados (Representa: ABIQUIM, ABCLOR, ABIVIDRO, ANACE)** a antecipação da convergência da CDE é benéfica. A principal crítica é de ser reiterada em face do conteúdo aprovado pela Lei nº 13.360, de 2016, porque a segmentação da tensão prevista para proporcionalização do rateio é bastante onerosa para a baixa tensão e consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV. Por sua vez, a proteção aos sistemas isolados em decorrência das alterações redacionais promovidas na Lei 12.111, de 2009 são inaceitáveis. Registre-se que tais medidas foram adotadas em benefício de uma região em detrimento das demais sem qualquer razoabilidade. Recomenda-se a revisão de todo o conteúdo em nome da eficiência do setor elétrico.

GOLDMAN SACKS manifestou que vê a convergência da CDE como uma medida importante para o setor, pois, de acordo com nossa análise, corroborando com a um sinal tarifário mais eficiente, um dos principais objetivos da nova proposta modelo do setor.

A **ECOM** ressaltou que a proposta busca a o tratamento isonômico entre os submercados, com a adequação da cobrança dos encargos setoriais no cálculo das tarifas dos sistemas recém interligados, e entende que tal correção é extremamente importante para trazer a sinalização correta dos custos do sistema e tratamento isonômico para todos os consumidores do SIN.

A **FIEC** concorda com a convergência da CDE, uma vez que o encargo basicamente cobre os custos de políticas de concessão de subsídios do governo. No entanto, a antecipação da convergência cria instabilidade regulatória, uma vez que o tema foi fruto de lei sancionada recentemente. Adicionalmente, a manutenção do rateio diferenciado por nível de tensão, vai na contramão da racionalização da alocação de custos e de medidas que buscam alocar aos agentes os custos imputados por eles à rede (como o sinal locacional na distribuição).

A **ABRACE** manifestou que a CDE representa um importante item de custo nas tarifas de energia dos consumidores de energia elétrica – para o setor produtivo, intensivo no consumo de energia, este custo representa uma barreira para a retomada do crescimento econômico. Em linha com o objetivo de incentivar a recuperação da economia, a ABRACE propõe antecipar para 2018 o rateio diferenciado por níveis de tensão.

3.6. Diretrizes para Fixação de Tarifas e Sinal locacional na Transmissão de Energia

As diretrizes propostas pelo MME referentes ao item 09 – *Diretrizes para Fixação de Tarifas e Sinal locacional na Transmissão* consistem na utilização de sinal locacional pelas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão e valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga. Também é estabelecida a implantação até 2021 de tarifas binômias para grande parte dos consumidores, com abertura das tarifas de fornecimento em tarifas de energia, tarifas de uso dos sistemas de transporte e encargos, independentemente do nível de tensão, e discretização horária.

Para o as contribuições do item 9 - Diretrizes para Fixação de Tarifas e Sinal locacional na Transmissão de Energia, cerca de 86 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições.

Para o as contribuições do item 09 foram identificadas cerca de 35%⁹, ao considerar o total de participantes, contribuições foram relacionadas a este quesito em sua maioria relacionadas às diretrizes para fixação de tarifas e sinal locacional para a distribuição de energia e seus impactos para o setor e para a micro e mini geração distribuída. Com relação a este tema o foco será na análise apenas nas contribuições de caráter mais geral e nas contribuições específicas ao sinal locacional das tarifas de transmissão.

Análise das Contribuições:

A **ABRAGET e THYMOS ENERGIA** recomendam o **aprimoramento do sinal locacional nas tarifas do sistema de transmissão**, visto que a metodologia nodal não captura, por exemplo, o melhor uso da rede pelas termelétricas próximas ao centro de consumo. A este propósito, a ABRAGET já encaminhou proposta para o MME e EPE referente a proposta de nova metodologia para o cálculo da TUST, uma vez que a metodologia nodal não captura o melhor uso da rede pelas térmicas próximas ao centro de consumo.

A **ESBR** manifestou que sinal locacional no cálculo da TUST não deve ser grande a ponto de desestimular empreendimentos afastados do centro de carga que possuem diversos atributos que também são relevantes

⁹ 74 Contribuições: Instituição Setorial (1%), Associação de Agentes (8%), Instituições e associações Diversas (42%), segmentos: comercialização (3%), Consumo (14%), Distribuição (8%), Geração (16%) Agentes com Transmissão/Transmissoras (8%)

para a segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Por exemplo, é fato que os empreendimentos hidrelétricos estruturantes são relevantes também para o desenvolvimento regional, desempenhando importante papel estratégico no desenvolvimento socioeconômico nacional. Não deve haver sinal econômico que crie maior obstáculo a empreendimentos como aqueles citados acima, dentre outros que sejam de interesse nacional. Como a alteração metodológica proposta pretende dar sinal econômico para a entrada de empreendimentos de geração próximos ao centro de carga, tal metodologia deve estar restrita aos novos empreendimentos a fim de que mudanças nas regras prejudiquem os geradores existentes que construíram seus planos de investimento baseados em regra distinta.

A **ELETROBRÁS** solicitou que seja removido o sinal locacional no preço para as usinas existentes, considerando-o apenas para novos empreendimentos, de forma a se evitar possíveis desequilíbrios econômico-financeiros devido à aplicação da nova metodologia.

A **APINE** defende que a intensificação do sinal locacional para definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição deve ser feita apenas para novos empreendimentos outorgados a partir da publicação da Medida em consulta pública. Adicionalmente, entendemos que dada a volatilidade deste sinal locacional, a fixação destas tarifas deve ser congelada, no ato da outorga, pelo período da concessão nos termos do arcabouço regulatório em vigor. Sobre este tema, chamamos a atenção que a definição e valoração dos atributos listados no §7º do novo Art. 3º proposto para a Lei 10.848/04, não devem criar estímulos redundantes àqueles que já foram incorporados através da intensificação do sinal locacional nos custos de transporte.

A **ENGIE** contribuiu no sentido de que os sinais tarifários propostos devam ser aplicados para novos entrantes. Idealmente, as tarifas de uso da transmissão e distribuição de novos geradores deveriam ser calculadas antes do processo de contratação de lastro (ou, no paradigma atual, antes dos leilões de energia) e deveriam ser fixadas, idealmente, por toda sua concessão ou autorização.

A **ABRAGE** sugere a manutenção da relação no sinal locacional da TUST parte selo e parte locacional como utilizado atualmente. A principal razão reside na manutenção das Tarifas das Usinas, principalmente aquelas submetidas a Licitação Pública, com a atenuação do sinal locacional, de modo a manter as condições do certame público de licitação, ao não provocar um desequilíbrio de econômico e financeiro para a Concessão, evitando assim uma possível falência do empreendimento. Indesejável, para a estabilidade das empresas enquadradas nessa modalidade. Caso haja essa inclusão poderia haver uma duplicidade na valoração da questão da proximidade/distância do centro de carga (inclusão de novo componente na equação do sinal locacional) e, portanto, uma contradição com um dos propósitos dessa Consulta Pública que é justamente a substituição de subsídios inadequados atualmente presentes.

A **EDP** também manifestou que o uso de sinal locacional, na transmissão ou na distribuição, seja considerado apenas para os novos projetos de geração, com a imediata estabilização das tarifas de transporte quando da entrada em operação comercial. Uma vez implantado o projeto, o sinal locacional perde eficácia e não traz qualquer benefício para o sistema (apenas instabilidade), visto que nenhum gerador alterará a localidade de suas instalações após concluído o projeto.

A **ABRACE** pontuou que a minuta colocada em discussão com a sociedade enfatiza que é necessário dar o correto sinal locacional e que a distribuição alocativa dos custos do setor devem respeitar à proporção que cada agente onera o sistema. Assim, e considerando o princípio da coerência, a ABRACE contribui no sentido de que as perdas não técnicas, que não são inerentes à transmissão ou distribuição de energia elétrica, devem ser rateadas apenas entre os consumidores do mesmo nível de tensão que deu origem a tais perdas, de modo a evitar que se onere indevidamente uma parcela maior de consumidores que não dão causa a estes custos.

A **ÚNICA e a COGEN** entendem que o sinal locacional é uma forma de racionalizar a remuneração de externalidades para as fontes de geração e, por isto, dada a importância do tema, pleiteia que seja indicado, já no âmbito dos resultados da CP 33/2017, um cronograma para a fixação destas diretrizes nas respectivas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

3.7. Subsídios às Fontes Incentivadas

As diretrizes propostas pelo MME referentes ao item 10 – *Subsídios às Fontes Incentivadas* estabelecem que para novas outorgas concedidas a partir de 2017 para as fontes incentivadas, seja alterada a sistemática atual de incentivo baseada no desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que abrange tanto do lado da geração quanto do consumo, para uma nova sistemática de prêmio de incentivo ao gerador. Estes prêmios serão limitados aos gastos com estes subsídios incluídos na CDE em 2016 para essa finalidade, corrigidos pelo IPCA. O prêmio de incentivo será pago por unidade de energia produzida, em valor unitário igual para todas as fontes de geração e será concedido apenas até 2030. Para as outorgas vigentes até o momento, é mantido o direito ao subsídio por meio do desconto do fio até o fim da outorga, mas é permitida a adesão à nova modalidade de incentivo com prêmio.

Para o as contribuições do item 10 – Subsídios as Fontes Incentivadas, cerca de 103 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito, entretanto a maioria das contribuições estão fortemente relacionadas ao sinal locacional da distribuição. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições referentes aos aspectos da transmissão de energia.

Para o item 10 foram identificadas cerca de **26%**¹⁰ de contribuições, ao considerar o total de participantes, abragem aspectos relacionados à manutenção de subsídios para outorgas até 2017, prazo e forma para concessão de prêmio para as outorgas, valor limite para o prêmio com base nos valores da CDE 2016, entre outros aspectos. A seguir será apresentada uma visão geral das contribuições dentro dos principais tópicos apresentados.

Análise das Contribuições:

a) Manutenção da sistemática de subsídios até o final da concessão para outorgas até 2017 e Concessão de Prêmios de Incentivo para novas outorgas até 2030

¹⁰ 55 Contribuições: Instituição Setorial (4%), Associação de Agentes (13%), Instituições e associações Diversas (35%), segmentos: comercialização (7%), Consumo (11%), Distribuição (4%), Geração (16%) Agentes com Transmissão/Transmissoras (11%)

A **ANEEL** considera positiva a proposta de redução do universo de usinas caracterizadas como incentivadas e entende que não há necessidade de concessão de subsídios às novas outorgas e consequentemente da criação do desconto via prêmio, em substituição à via fio. Caso seja criada o subsídio via prêmio para os agentes outorgados, apenas migrará para este sistema os beneficiários que perceberem um desconto, subsídio, ainda maior. Desta forma, avalia-se que a tarifa prêmio não deve ser implementada para outorgas já existentes.

GOLDMAN SACKS manifesta apoio a proposta e menciona que a aplicação de um prêmio sobre o preço da PPA para fontes de energia incentivadas tem sido utilizada em todo o mundo, principalmente sob a forma de créditos de carbono e/ou certificados verdes. Nos estágios iniciais do desenvolvimento de uma indústria, como na indústria eólica no Brasil (2009 até 2016) e mais recentemente na indústria solar (desde 2014 até à data), vemos a concessão de subsídios como forma efetiva de promover o investimento em toda a cadeia de **suprimentos**.

A **ABRACEEL** apoia a implementação do prêmio de energia incentivada por ser a forma mais coerente de subsídio, tal como é aplicado em diversos países. Contudo, cabe ressaltar que podem existir empreendimentos que estão em processo de outorga, que foram iniciados com base na regra então vigente, contando com os descontos no fio para seus investimentos. Para que esses empreendimentos não tenham possíveis prejuízos por conta de uma alteração legal, propõe-se que os percentuais de redução nas tarifas de uso sejam aplicados aos empreendimentos que tenham iniciado o processo de outorga, até a promulgação do documento legal (MP/Projeto de Lei).

A **APINE** propõe prorrogar o prazo de aplicação da redução dos subsídios às fontes incentivadas para 31/12/2018, visando manter a análise de viabilidade de empreendimentos que já se encontrem em fase adiantada de desenvolvimento. A NT 05/2017 propõe que os novos empreendimentos outorgados passem a contar com um prêmio único baseado na geração verificada a partir de fontes de naturezas distintas. Seria importante detalhar melhor a forma de cálculo do prêmio em relação ao benefício do desconto hoje concedido às fontes incentivadas. Reconhece a intenção do governo de incentivar a eficiência dos equipamentos e estímulo à produtividade pelo lado da oferta, mas pontua que o cálculo do prêmio por unidade de energia produzida pode vir a prejudicar economicamente uma fonte que estava disponível, mas que foi prejudicada por condições climáticas desfavoráveis, por exemplo. A vinculação do cálculo do prêmio pela potência permite maior consistência com a forma que o desconto do transporte é hoje concedido para as diferentes fontes.

A **ABIAPE** propõe a prorrogação em um ano e inclui a possibilidade do autoprodutor receber o prêmio de incentivos para investir nas fontes incentivadas que havia sido retirada na proposta da consulta pública. Também

propõe a prorrogação do prazo para início de vigência do prêmio de incentivo para empreendimentos outorgados entre de 1/1/19 a 31/12/30 e pagamento do prêmio até 31/12/2035.

A **ABEEÓLICA** também prorroga em um ano o início de vigência da concessão do prêmio de incentivo, inclui os empreendimentos de autoprodução, recomenda que todas as usinas da mesma fonte recebam o mesmo valor de prêmio e sugere que o prêmio de incentivo seja calculado considerando os valores da CDE para 2017 ao invés de 2016.

A **ABRAGEL** considera prematura a previsão do fim dos estímulos às fontes renováveis em 2030 sem que tenha sido apresentado qualquer estudo ou análise sobre os impactos dessa alternativa para o setor elétrico brasileiro e para a respectiva cadeia produtiva, além dos critérios a serem utilizados para estabelecimento dos atributos associados a redução de perdas e custos evitados da expansão e que o encerramento do incentivo vigente ocorra somente após a definição dos atributos das fontes renováveis, com a consolidação e a implementação do prêmio de incentivo à eficiência.

A **ABRAPCH** manifestou que devem ser considerados os custos financeiros e socioambientais das fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) na expansão da matriz energética, associados aos custos da geração termelétrica dessas fontes. A ABRAPCH solicita que seja respeitado o direito adquirido ao desconto do fio aos empreendedores que já tiverem o Despacho de Registro de Adequação (DRS), tendo em vista que investiram pelo menos 5 anos nos projetos até obter o respectivo DRS na regra antiga; e que seja condicionada a retirada do desconto do fio a retirada de todos os subsídios, privilégios, favorecimentos e alocações de riscos desbalanceados de todas as fontes, tendo em vista que não é possível manter sustentabilidade na migração para um modelo competitivo de mercado tendo que competir em desigualdade de condições.

A **ABRACE** propõe regras para evitar o crescimento indiscriminado de subsídios, limitando o valor máximo da base de cálculo dos subsídios a CDE do ano de 2016. No caso das fontes renováveis, a proposta é que para ter direito ao subsídio, que será calculado com valor unitário e não mais vinculado a desconto no fio, novos empreendimentos devem ser submetidos a processo competitivo, e que deve haver uma regra de transição para redução no valor do subsídio. Também no caso dos subsídios previstos apenas em decreto, a proposta é que se crie uma regra para redução progressiva do limite de subsídios até 2030. O Prêmio poderá ter valor diferenciado de acordo com os atributos de cada tipo de fonte. A ABRACE sugere que no caso de geradores com contratos regulados ou de reserva o regulamento deverá prever uma redução sobre o valor do prêmio, de forma a garantir que o gerador receberá benefício correspondente apenas ao desconto no fio concedido para geração. O mecanismo competitivo deverá permitir a participação de consumidores com projetos de eficiência energética capazes de retardar a necessidade de expansão do sistema, que farão jus ao prêmio mencionado caso sejam selecionados.

A **ENEL** manifestou que o estabelecimento de prêmio único de incentivo vinculado a energia efetivamente produzida pelas usinas renováveis estimula a maior produtividade e maior eficiência dos equipamentos associados. No entanto, sua viabilidade deve estar obrigatoriamente vinculada: (i) prioridade no despacho; (ii) ressarcimento das perdas do prêmio de incentivo, em caso de redução na geração do empreendimento em operação comercial desde que causado por terceiros e (iii) estabelecimento de um volume mínimo a ser contratado levando em consideração a diversificação da matriz e a contratação de empreendimentos por fonte. Considerando que a metodologia do prêmio de incentivo considera valores já verificados em 2016, sugere-se, de forma a evitar instabilidade regulatória, que já seja fixado em Lei o valor do prêmio de incentivo.

A **BROOKFIELD** também solicitou a prorrogação em um ano para o início de vigência do prêmio de incentivo e manifestou concordância à faculdade concedida às outorgas existentes de migrar para esta nova forma de incentivo. Outro ponto que merece análise é a apuração do prêmio de incentivo com base na energia produzida que incorpora uma maior incerteza sobre as receitas das fontes incentivadas. Nesse sentido recomenda que o **prêmio seja concedido por unidade de garantia física**.

A **EDP** defende a adoção do prêmio único sobre a geração de energia incentivada apenas para novos geradores, sem possibilidade de migração de usinas existentes ao novo mecanismo. Entende-se que o prêmio pago em **R\$/MWh** constitui um sinal econômico adequado aos novos empreendimentos.

Já para a **ALUPAR** a ANEEL deverá estabelecer o valor do prêmio de incentivo a ser pago ao gerador em função da sua potência e que deverá ser utilizado o ano de 2017 como referência para base de cálculo por ser mais representativo do valor das tarifas que, dentre outras alterações, sofreram reajustes referentes às indenizações das transmissoras.

A **CCEE** sugere que os benefícios das fontes renováveis sejam considerados como atributos quando da contratação da confiabilidade no novo desenho de mercado, sendo que esses empreendimentos teriam um valor diferenciado nessa contratação (“encargo de confiabilidade”), refletindo o prêmio que está sendo proposto para a valoração dos benefícios oriundos dessas fontes. Devido a possibilidade de conviver com mecanismos distintos, a CCEE sugere que haja previsão legal para que os empreendimentos que atualmente possuem o direito ao benefício do desconto da TUST/TUSD possam migrar para o novo mecanismo de valoração dos atributos das fontes incentivadas, por meio do pagamento do encargo de confiabilidade, caso os mesmos optem, voluntariamente, por alterar os seus contratos legados para o novo modelo de contratação por confiabilidade – de modo similar ao mecanismo de prêmio proposto nessa CP MME nº 33/17.

O **Conselho de Consumidores da Copel** é contrário a qualquer subsídio, não aceitando novos subsídios, bem como solicita que os já existentes devam ter fixados uma data limite para que sejam encerrados permanentemente. O Conselho entende que os estímulos (prêmios de incentivo) para novas soluções que

façam o setor evoluir devem ser propostas, mas que esses benefícios sejam deduzidos dos encargos setoriais ou então dos tributos (ICMS/PIS e COFINS) que impactam, em torno de 46% a 47% no valor da tarifa de energia paga pelos consumidores.

O **Conselho de Consumidores da ENEL** concorda com a proposta desde que haja transparência na sua quantificação e considerações na composição da tarifa, até porque prevê-se que a CDE arque com o benefício aos geradores.

O **CONCEL** entende que incentivar fontes alternativas por meio de bonificação de outorgas sem garantir recursos para tal, fará com que o consumidor seja impactado na tarifa. Dessa forma recomenda-se que seja estabelecida outra fonte de recursos que não seja a tarifa de energia elétrica.

3.8. Outros Temas voltados a Transmissão de Energia

Para o as contribuições do item 19 – Outros temas voltados a transmissão de energia, cerca de 127 pontos de contribuições foram relacionados a este quesito. A seguir será apresentada uma análise das principais contribuições dentro do tema, com destaque aos aspectos selecionados pela Thymos Energia para as diferentes visões feitas em contribuições:

Análise das Contribuições:

a) Melhoria das condições dos Leilões de Transmissão e Revisão do WACC de Reforços e Melhorias

A **TAESA** e **ABDIB** recomendam o aprimoramento de diversos parâmetros do Leilão (WACC, RAPs, investimentos, entre outros) e a revisão do WACC de reforços e melhorias, comparativamente ao WACC dos leilões de transmissão (similaridade do risco-retorno para reforços maiores)

b) Melhoria na Governança Institucional

- Avaliar conjuntamente com o Poder Judiciário a pertinência e oportunidade de criação de vara especializada para o setor elétrico no contexto dos esforços de reduzir a judicialização não só presente, mas de forma estrutural. Deve-se avaliar também a criação de um Conselho Recursal composto por membros do Governo, dos Consumidores e dos Agentes (**ABRADEE**)
- Aprimorar a governança entre as instituições do setor (**ONS, ABRADEE**)
- Aprimoramento da Governança setorial: Atuação integrada das instituições de planejamento e regulação, revisitar natureza jurídica e governança CCEE e ONS (**CERI/FGV**)
- Arbitragem para dirimir conflitos entre agentes e entre Agentes e ANEEL (**TAESA, ABDIB, ENERGY CHOICE**)
- Fortalecer e garantir padrões de meritocracia na indicação e na seleção dos dirigentes e gestores das Agências Reguladoras e estabelecer política de remuneração condizente com as respectivas responsabilidades (**ABRADEE**)
- Fonte de Recurso permanente para custear orçamento EPE (ex. Programas P&D e Eficiência Energética) – (**ABRACEEL**)

- Inclusão na Lei 9.478/1997: Terão assento permanente no CNPE representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos, conforme disciplinado em regulamento do poder concedente (**ABRACEEL**)
- Inclusão na Lei 9.648/1998 - O Conselho de Administração do ONS será integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Transmissão e Distribuição, comercialização e consumo, a serem escolhidos entre os representantes das associações desses segmentos (**ABRACEEL**)
- Alteração na Lei 5.655, de 1971 - Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico –CMSE, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional (**ABRACEEL**)
- Alterações legais para ampliar a participação dos consumidores de energia elétrica nas decisões regulatórias: criação do CONACEN (Conselho Nacional de Consumidores das Distribuidoras) – (**Conselhos de Consumidores da COSERN e CEMIG**)
- Maior Independência da ANEEL (**conselhos de consumidores da ENEL, RGE e CEMIG**)
- Maior empoderamento do consumidor com participação nas diversas instâncias decisórias (CMSE/CNPE/ONS/CCEE) - (**Conselhos de Consumidores da RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Mato Grosso, Tenda Atacado**)

c) Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da infraestrutura – REIDI

A **ABRATE** manifestou que normalmente, os processos de licitação de serviços públicos de transmissão já consideram em seus editais que a obtenção do REIDI está assegurada, no entanto, o processo de sua obtenção passa por vários órgãos, o que torna o processo moroso, além das dificuldades devidas ao processo de licenciamento ambiental. De forma análoga, os processos de REIDI relacionados a reforços passam pelas mesmas dificuldades. Nesse sentido a ABRATE recomenda que nas Resoluções Autorizativas da ANEEL já estejam assegurados o REIDI, assim como é feito no edital do leilão, que o procedimento também seja unificado pela ANEEL e que §12º do Decreto nº 6.144/2007 considere tanto os projetos de leilão, quanto os reforços.

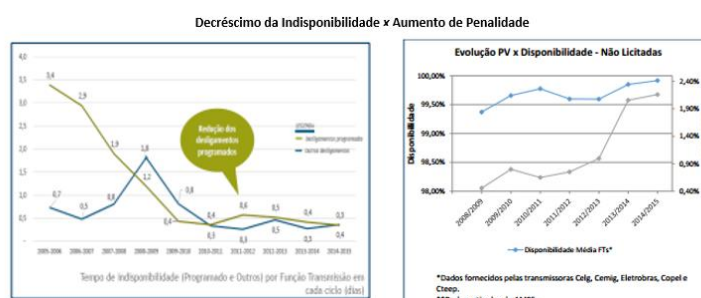
A **TAESA**, **ALUPAR**, **CTEEP** também contribuíram no mesmo sentido de simplificação do processo para obtenção do benefício, de tal forma que o MME possa delegar à ANEEL a emissão de ato com relação dos projetos que se enquadram na isenção dos tributos previstos neste regime, impactando positivamente o cronograma de obras e evitando perdas financeiras pelas concessionárias.

d) Aprimoramento do modelo de aferição da Qualidade da Prestação do Serviço de Transmissão

A **ABRATE** e **ABDIB** recomendaram o aprimoramento do modelo de aferição da qualidade da prestação do serviço de transmissão, de modo a desconsiderar situações onde a disponibilidade é afetada por alguns fatores alheios ao gerenciamento dos concessionários. Segundo a **ABRATE** a Lei 8.987/95 determina como obrigação do concessionário a prestação do serviço com qualidade e continuidade, sendo previstas no parágrafo 3º do Artigo 6º da Lei situações de indisponibilidade que não será considerada a descontinuidade do serviço: (i) razões de ordem técnica ou de segurança das instalações e (ii) por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade, entretanto a Lei não deixa claro que situações não gerenciáveis pelo concessionário também podem causar a descontinuidade do serviço público. Nesse sentido, a **ABRATE** propõe-se a inclusão de um novo inciso (III) que desconsidere situações não gerenciáveis pelo concessionário.

Outro aspecto apontado pela **ABRATE** se refere às situações em que, apesar da ocorrência de indisponibilidade de equipamentos, não há impactos na confiabilidade ou mesmo interrupção da energia suprida para os consumidores finais, e, ainda assim, o concessionário é penalizado. A **ABRATE** recomenda a realização de estudo detalhado para que a *“perda de receita pelo concessionário seja balizada não apenas pela indisponibilidade dos equipamentos, mas também pela quantidade de energia não suprida em razão da indisponibilidade dessas instalações”*.

A **ABRATE** e **TAESA** solicitaram que seja avaliada também o sinal econômico inverso entre o indicador de qualidade (indisponibilidade de ativos) na prestação do serviço que continua decrescente e os crescentes valores de penalidades financeira aplicadas por indisponibilidade.



A **ABRATE** registrou que o incentivo à eficiência não deve ser exercido de forma que se retire algo em troca de um “bom comportamento”, como acontece no setor de transmissão, por exemplo, na aplicação de parcela variável por atraso e que mecanismos de incentivo devem ser traduzidos em bônus e não ônus. Na mesma linha a **TAESA** e **ABDIB** e solicitaram rever e ajustar a regulamentação vigente em relação à qualidade do serviço público de transmissão, amparada no mérito, no bom desempenho de disponibilidade de suas instalações.

A **ABRATE** manifestou também que, além das condições dos padrões da qualidade dos serviços de transmissão, é necessário também avaliar as diferenças regionais, geográficas, socioambientais e econômicas de cada região, considerando padrões operativos e construtivos distintos, de acordo com a tipologia da rede e as particularidades logísticas da região.

e) Avaliação Final do Equilíbrio Econômico Financeiro dos contratos de concessão pelo Poder concedente (MME)

Com o objetivo de se preservar a segurança jurídica dos contratos de concessão, a **ABRATE** e **TAESA** solicitaram que o Contrato de Concessão tenha o exame de seu equilíbrio econômico-financeiro pelo poder concedente - a União, representada pelo MME, que teria a posição final sobre os atos de regulamentação e de fiscalização aprovados pela agência reguladora ANEEL.

f) Ampliação do Modelo de Negócio da Transmissão com a possibilidade de realização de Contratos comerciais com captura de ganhos para a empresa

A **ABRATE**, **TAESA**, solicitaram a possibilidade de os concessionários de transmissão poderem estabelecer contratos particulares de prestação de serviços, fora do objeto da concessão, sem a captura do resultado econômico pela agência reguladora para efeito de modicidade tarifária. Isto propiciaria valor agregado que reduziria o custo Brasil, por permitir possibilidades de negócios sinérgicos incentivados.

g) Arrecadação direta da Conta CDE/PROINFA junto aos consumidores conectados na Rede Básica pela CCEE ao invés da cobrança via Tarifa de Uso do sistema de Transmissão (TUST)

Houve várias manifestações (**ABRATE**, **TAESA**, **ALUPAR**, **ELETOBRAS**, **CTEEP**, **ENERGY CHOICE**, **ANEEL**) no sentido de recomendar a mudança na responsabilidade de arrecadação do recurso da CDE junto aos consumidores livres/especiais conectados na Rede Básica, que passaria dos atuais concessionários de

transmissão para a CCEE, nova gestora de Fundo Setorial CDE. Adicionalmente a **ANEEL** sugeriu alteração da legislação para permitir que os usuários das instalações de transmissão repassem diretamente para a CCEE os encargos do PROINFA, retirando-se esses encargos da composição da TUST.

h) Composição da Rede Básica

ABRATE, TAESA e CTEEP contribuíram no sentido de que a composição da Rede Básica seja definida pelo Poder Concedente, com base na funcionalidade de otimização eletro-energética. As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do SIN serão objeto de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão e funcionarão integradas ao sistema elétrico, com regras operativas aprovadas pela Aneel, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletro-energéticos existentes ou futuros, independentemente do seu nível de tensão. As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição, desde que não exerçam função de otimização dos recursos.

i) Excludente de responsabilidade das concessionárias de transmissão quando do atraso de obras motivado por terceiros (TAESA/ABDIB)

j) Aperfeiçoamento do Programa de P&D (TAESA/ABDIB)

k) Reembolso de Estudos de planejamento às Transmissoras

As concessionárias de transmissão prestam serviços de estudos de planejamento da expansão, em apoio aos MME/EPE. A ANEEL regulamentou que o reembolso às transmissoras por estes serviços deve ser feito diretamente pelo vencedor do leilão. Nesse sentido a **ABRATE** e **CEEE** propõem que as transmissoras recebam diretamente por todos os serviços prestados ao MME/EPE, mediante inserção em sua Parcela de Ajuste componente da Receita Anual Permitida.

l) Aprimoramento do Planejamento da Expansão

O **ONS** mencionou que a NT não tratou de questões ligadas ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos e que os estudos de planejamento energético realizados pela EPE devem ser priorizados. Nesse sentido ressalta a relevância da precisão do resultado do PDE, de forma que este: (i) seja aderente à realidade operativa do sistema e, (ii) viabilize a sustentabilidade socioambiental, com a indicação de temas prioritários para a gestão ambiental e os desafios socioambientais a serem enfrentados no horizonte de planejamento do

setor, preconizando o tratamento de resíduos, vegetação nativa, qualidade do ar, comunidades vizinhas, biodiversidade aquática, dentre outros – questões enfrentadas pelos agentes na implantação de seus projetos de geração e transmissão de energia elétrica.

m) Integração com países vizinhos

O **ONS** manifestou que não foi abordado pela Nota Técnica a questão relacionada aos mercados vizinhos, no que se refere às futuras integrações, além de não ter sido abordada a utilização eficiente das instalações existentes para importação/exportação de energia elétrica com países vizinhos, aspectos que entende ser fundamentais para o SIN. Com relação ao tema integração com os países vizinhos também se manifestaram CEMIG, SINERGIA e BRACIER que apresentou um *White Paper* sobre o tema.

n) Inclusão de diretrizes na definição das da TUST/TUSD

A **ABRADEE** recomenda a inclusão das seguintes diretrizes no inciso XVIII, Art. 3º da Lei na Lei 9.427/96, que deverão ser consideradas pela ANEEL: *e) estimular a boa gestão dos ativos, dentre elas, as que aumentem a longevidade e as necessárias para otimizar baixas em operação; f) reintegrar os investimentos realizados durante o período da concessão.*

o) Regulamentação do uso de Baterias auxiliares no Sistema Elétrico

A **CTEEP** e a **ABDIB** contribuíram no sentido de regulamentar o uso de baterias auxiliares no sistema elétrico por como serviço ancilar, por meio da inclusão no art. 59 do Decreto 5.163/2004.

A CTEEP disponibilizou estudo de viabilidade para inserção de sistemas de armazenamento no Brasil, Colômbia e México.

p) Propostas de aprimoramento relativos às questões ambientais

- Preparação de estudos de viabilidade técnica e ambiental de alternativas de expansão da malha de transmissão do SIN (**TAESA/ABDIB**)
- Mitigação dos impactos dos atrasos das emissões das Licenças Ambientais e Emissão do Licenciamento Prévio Ambiental junto com a publicação dos Editais de Transmissão (**TAESA**)

- Criação e Estruturação de Autarquia Federal de Licenciamento Ambiental (**CESP/FMASE**)
- Empreendimentos estratégicos do Plano Decenal devem ter o licenciamento prévio conduzido por entidade federal (**FMASE/ENERGY CHOICE**)
- Edição de Norma Específica que discipline o reconhecimento e estabeleça, de forma clara, o ressarcimento dos custos socioambientais (diretos), oriundos de demandas da administração pública, dos empreendimentos em operação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição (**FMASE**)
- Inexigibilidade da exigência do Cadastro Ambiental Rural (CAR) e da Reserva Florestal Legal de áreas industriais nos processos de regularização ambiental dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (**FMASE**)
- Otimização dos prazos de análise dos empreendimentos de utilidade pública vinculados aos Sistemas de Geração e de Transmissão, com emissão das licenças ambientais de forma concomitante (LP, LI+LO), e definição de potenciais poluidores a cargo dos entes do SISNAMA, em alinhamento com os conceitos e porte das instalações vigentes no setor elétrico (**FMASE**)

q) Ações para desjudicialização da renovação das concessões:

A **CEMIG** propõe as seguintes medidas para a desjudicialização da renovação das concessões:

- Incluir na Lei 12.783/13 §§ 13 e 14 do Art. 1º que o Poder Concedente está autorizado a estabelecer, a forma de exercício de seus direitos preexistentes, tais como direitos de prorrogação da concessão já previstos em lei ou contrato e pedidos de reequilíbrio econômico-financeiro ainda não apreciados
- O Poder Concedente poderá criar empresa de economia mista para exploração de serviço público, com a participação acionária do atual concessionário do serviço ou do detentor de direitos oriundos da concessão, caso em que os direitos preexistentes, devidamente valorados, serão considerados ativos hábeis a compor o patrimônio da empresa cuja criação desde já se autoriza.
- Incluir Lei nº 13.334/2016 - Art.13 a licitação e celebração de parcerias dos empreendimentos públicos do PPI (Programa de Parceria de Investimento) bem como a criação da sociedade de economia mista a que se refere o § 14 do art. 1º da Lei nº 12.783/2013, independentemente de lei autorizativa geral ou específica.

- r) Aprimoramento da regulamentação referente à Aquisição e Arrendamento de Terras Rurais por Empresas de Controle Estrangeiro (Conselho de Consumidores DA ENEL, ENEL, ABEEOLICA) e Indenização aos Proprietários de Terras (Investidor Público/ Usina solar)**

4. Considerações Finais

De uma forma geral as medidas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico apresentadas pelo MME na Consulta Pública nº 33/2017 foram muito bem recebidas pelos diversos segmentos da sociedade que contribuíram na consulta, principalmente por demonstrarem por parte desse Ministério transparência e abertura ao diálogo na construção de um setor elétrico eficiente, que respeite os contratos e a lógica econômica, com preços aderentes à realidade e que promova comportamentos racionais, com a alocação correta de riscos e incentivos adequados.

Um dos pontos comuns apresentados nas contribuições é que a consulta pública necessita apresentar uma “Avaliação de Impacto Regulatório” (AIR) das propostas e das formas de alocação dos custos, contemplando adicionalmente os impactos e benefícios para o setor e para o Brasil de cada possibilidade/escolha, bem como um maior detalhamento do modelo de transição, contemplando todos os prazos e requisitos necessários para a sustentabilidade do modelo. Houve também algumas solicitações de inclusão de aprimoramento das questões relacionadas aos aspectos tributários, ambientais, de governança setorial e integração energética, como procurou-se demonstrar neste relatório.

Ao consolidar os principais itens relevantes a transmissão de energia, os assuntos em destaque foram as contribuições referentes: aos custos de transação da transmissão, descotização e privatização, RGR para Transmissão, Racionalização de Descontos da CDE, Antecipação da Convergência da CDE, Diretrizes para fixação de tarifas e subsídios a fontes incentivadas, além de outros temas associados a transmissão de energia.

A **Tabela 4** apresenta um resumo dos principais itens relevantes à transmissão de energia.

Tabela 4 - Consolidação das Contribuições: Enfoque Transmissão

item 4 – Redução dos custos de transação na transmissão	Centralização dos Contratos da Transmissão (S/N)	92% de favorabilidade à centralização dos contratos de Transmissão, dentre os participantes no tema, todavia com ressalvas.
	Entidade Centralizadora (CCEE/ONS/Outra)	63% das participações no tema manifestaram que a entidade centralizadora pode não ser necessariamente a CCEE, com manifestação favorável ao ONS.
	Adesão facultativa/obrigatória	67% das participações no tema, são favoráveis à obrigatoriedade na adesão.
	Mecanismo de controle da Inadimplência	25% dos participantes no tema manifestaram preocupação com o controle da inadimplência.
	Isenção tributária da entidade centralizadora	25% dos participantes no tema solicitaram garantias que não haja bitributação nas operações da entidade centralizadora antes da adoção da medida.
	Rateio dos Custos da Centralização dos Contratos	12% dos participantes no tema manifestaram que o rateio de custos deve incluir as transmissoras.
item 14 – Descotização e Privatização	Possibilidade de os proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização dos ativos pela venda direta desses ativos	De uma forma geral, cerca de 4% do total de participantes na consulta pública não se mostraram favoráveis à privatização. Com relação à possibilidade de os proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização dos ativos pela venda direta desses ativos, sendo que neste item as opções ficaram divididas.
	Destinação de recursos oriundos da privatização dos ativos da transmissão	Houve contribuições pontuais relativas à destinação de recursos para a União/empresas/setor.
item 13 – Reserva Global de Reversão para Transmissão	Destinação dos Recursos da RGR	79% dos participantes no tema foram favoráveis podendo incluir algum tipo de ressalvas, e 21% contrários à destinação da RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012.
	Suficiência da RGR	17% dos participantes no tema manifestaram preocupação com a suficiência da RGR para pagamento das indenizações.
	Vinculação da proposta com a inexistência de ações judiciais	33% dos participantes no tema contribuíram quanto à vinculação da proposta com a inexistência de ações judiciais, sendo que 72% destes sugeriram a desvinculação ou verificação individual da inexistência de ações judiciais.
	Utilização de outras fontes de recursos	18% dos participantes no tema contribuíram com relação a possibilidade de utilização de destina outros recursos provenientes da CDE/descotização e privatização para cobertura destes custos.
item 11 - Racionalização de Descontos da CDE	Houve 10% de participação no tema, ao considerar o total de participantes. Manifesta concordância na racionalização dos descontos da CDE e no estabelecimento de contrapartidas, com sugestões pontuais de desconto de valores percentual para valor fixo, sugestão de estabelecimento de tarifa Única Nacional para consumidores de Baixa Renda.	
item 15 – Antecipação da Convergência da CDE	Houve cerca de 11% das participações ao considerar o total de participantes. Entretanto, as opções ficaram divididas com relação à antecipação da convergência da CDE. Apesar de melhorar a sinalização econômica há uma preocupação com o impacto tarifário e inadimplência nas Distribuidoras e também com o critério de rateio entre os diferentes níveis de tensão.	
item 09 – Diretrizes para Fixação de Tarifas e Sinal locacional na Transmissão	Houve cerca de 15% das participações, ao considerar o total de participantes, relacionado com o tema sinal locacional da transmissão, com sugestões de aprimoramento da metodologia, e sugestão de que o sinal locacional só deva ser considerado nas novos entrantes, e que deve ser fixado cronograma para a fixação destas diretrizes.	
item 10 – Subsídios às Fontes Incentivadas	Houve cerca de 26% de contribuições neste tema ao considerar o total de participantes. Abrange aspectos relacionados a: postergação de subsídios para outorgas até 2018, extensão do prazo para concessão do prêmio de incentivo, solicitação de que seja utilizado como referência na apuração do prêmio os valores da CDE para 2017 ao invés de 2016, diferentes contribuições para que o prêmio seja calculado com base na geração, garantia física e potência, e outras formas para concessão de prêmio com base nos atributos das fontes (CCEE). Também houve manifestação favorável da ANEEL para a extinção de subsídios para as fontes incentivadas.	

Adicionalmente às contribuições apresentadas nos 18 temas da CP nº 33/2017, destaca-se neste relatório outros temas relevantes para o Setor e para o segmento transmissão tais como: a) Melhoria das condições dos Leilões de Transmissão e Revisão do WACC de Reforços e Melhorias, b) Melhoria da governança setorial, c) Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da infraestrutura – REIDI, d) Aprimoramento do modelo de aferição da Qualidade da Prestação do Serviço de Transmissão, e) Avaliação Final do Equilíbrio Econômico Financeiro dos contratos de concessão pelo Poder concedente (MME), f) Ampliação do Modelo de Negócio da Transmissão com a possibilidade de realização de Contratos comerciais com captura de ganhos para a empresa, g) Arrecadação direta da Conta CDE/PROINFA junto aos consumidores conectados na Rede Básica pela CCEE ao invés da cobrança via Tarifa de Uso do sistema de Transmissão (TUST), h) Composição da Rede Básica, i) Excludente de responsabilidade das concessionárias de transmissão quando do atraso de obras motivado por terceiros, j) Aperfeiçoamento do Programa de P&D, k) Reembolso de Estudos de planejamento às Transmissoras k) Aprimoramento do Planejamento da Expansão, l) Integração com países vizinhos, m) Inclusão de diretrizes na definição das da TUST/TUSD, n) Regulamentação do uso de Baterias auxiliares no Sistema Elétrico o) Propostas de aprimoramento relativos às questões ambientais, p) Ações para desjudicialização da renovação das concessões, q) Aprimoramento da regulamentação referente à Aquisição e Arrendamento de Terras Rurais por Empresas de Controle Estrangeiro e Indenização aos Proprietários de Terras.

Referências

- **Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE divulgada por meio da Consulta Pública nº 33/2017**
- **Contribuições disponibilizadas no site do MME referentes à Consulta Pública nº 33/2017**