

Resumo:

Aproveitamento	Quantidade	%
Aceito	23	6,9%
Parcialmente aceito	13	3,9%
Não aceito	289	87,0%
Não se aplica	7	2,1%
TOTAL	332	100,0%

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° , DE DE DE

Estabelecer as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
1.	ABRATE / ELETROSUL	<p>Estabelecer as condições gerais para a eventual incorporação pelo Poder Concedente das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica</p> <p>Justificativa</p> <p>Entendemos que a legislação não delega competência à ANEEL para promover compulsoriamente a transferência de ativos entre concessões de serviço público de energia elétrica em nome do Poder Concedente. A Agência é competente para definir os critérios de classificação das instalações de transmissão que pertençam ou não à Rede Básica, mas não para transferir ativos entre concessões. As instalações de transmissão do âmbito da distribuição (que não são Rede Básica ou DIT) são aquelas já vinculadas aos contratos de concessão de distribuição ou as que “poderão ser consideradas pelo Poder Concedente parte integrante da</p>	Não aceito	<p>Os contratos de concessão de transmissão trazem possibilidade expressa para a transferência das DIT para outra concessionária mediante regulamento da ANEEL. Portanto, a norma pode tratar da transferência compulsória. Quanto às transferências acordadas entre as partes, a norma não interfere nelas. Ou seja, havendo interesse, as partes podem propor a</p>

		concessão de distribuição” (§ 2º do art. 17 da Lei nº 9.074/1995).		transferência para análise individual da ANEEL. No sentido de esclarecer a questão das transferências acordadas, será incluído dispositivo estabelecendo necessidade de anuência prévia da ANEEL.
2.	CELG Geração e Transmissão	<p>Estabelecer as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no ativo da Transmissora, nos casos específicos que não estiverem de acordo com a Resolução Normativa 068, de 08 de junho de 2004.</p> <p>Justificativa</p> <p>No caso específico da CELG GT, no processo de desverticalização, ocorrido conforme REA 643, de 25 de Julho de 2006, os barramentos de fronteira das subestações da Rede Básica, os disjuntores de Interligação de Barramentos (IB) e os disjuntores conectados ao barramento de fronteira ficaram com a Distribuidora, conforme NT 046/2007 – SRT / ANEEL. Entendemos que, pelo princípio da oportunidade, e em atendimento a Resolução Normativa 068/2004 e Nota Técnica nº 032/2015-SRD/ANEEL (itens 56, 57, 78 e 81), deve-se ficar explícito na Resolução Normativa que os casos específicos que não estão de acordo com REN 068/2004 também deverão ser adequados, ou seja: no caso da CELG GT, os barramentos de fronteira, os disjuntores de Interligação de barramentos e os disjuntores conectados no barramento deverão retornar para o ativo imobilizado da CELG GT. O fato dos barramentos serem de propriedade da distribuidora, faz com que o disjuntor de IB também seja, o que provoca conflito de interesse muito grande, principalmente pela função principal do IB ser para atendimento ao</p>	Não aceito	As transferências citadas na contribuição podem ser realizadas mediante acordo entre as partes.

		transformador de fronteira, de propriedade da Transmissora. Ademais, em alguns casos o ONS vem propondo reforços de compensação capacitiva nos barramentos de fronteira, para atendimento ao critério N-1 da transformação RBF, e nesses casos os citados reforços serão autorizados para a distribuidora, ou seja, um equipamento da distribuidora (detentora da barra) destinado a atender o critério N-1 da transmissora.		
3.	CTEEP	Estabelecer as condições gerais para que as instalações de transmissão que desempenhem função de distribuição possam ser transferidas às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, mediante acordo entre as partes. Justificativa Necessidade de redefinição do critério de classificação das DIT, para adequação à legislação, conforme exposto nas Contribuições CTEEP, da qual este documento é anexo, em especial nos itens II.1, II.2, II.3, II.4, II.5 e III.2. Após tal reclassificação somente poderiam ser transferidas às distribuidoras, mediante acordo entre as partes envolvidas, as instalações com função típica de distribuição.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
4.	FECOERGS	Estabelecer as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.	Não aceito	Na nova proposta, não há permissionárias utilizando DIT Exclusivas.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 11.934, de 5 de maio de 2009, e no que consta do Processo nº 48500.004452/2014-60 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 0xx/2015, realizada no período de xx de xxxxxx de 2015 a xx de xxxxxx de 2015, resolve:

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
5.	CTEEP	PREÂMBULO - O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com	Parcialmente aceito	Será retirada a referência à Lei nº 11.934/2009, que foi erroneamente citada.

	<p>deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e no que consta do Processo nº 48500.004452/2014-60 e considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública no 041/2015, realizada no período de 29 de junho de 2015 a 31 de agosto de 2015, resolve:</p> <p>Justificativa</p> <p>A Lei n.º 11.934/2009 trata de limites à exposição humana a campos elétricos, magnéticos e eletromagnéticos, não tendo pertinência ao assunto tratado na minuta de resolução. Neste item, há que se considerar o disposto no item III.1 das Contribuições CTEEP, por meio do qual é cabalmente demonstrado que a edição de qualquer ato com o objetivo de determinar a transferência das DIT é de competência privativa do Poder Concedente; entendimento este sedimentado pelo renomado jurista Marçal Justen Filho, cujo parecer integra as Contribuições CTEEP como Anexo 5.</p>		<p>Quanto à competência da ANEEL, vide contribuição nº 1.</p>
--	---	--	---

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT de âmbito próprio da concessionária de distribuição, listadas no Anexo, ao Ativo Imobilizado pelas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
6.	ABRATE / ELETROSUL	<p>Art. 1º - Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições gerais para a eventual incorporação pelo Poder Concedente das Demais Instalações de Transmissão – DIT de âmbito próprio da concessionária de distribuição, listadas no Anexo, ao Ativo Imobilizado pelas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.</p> <p>Justificativa</p> <p>O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, que regulamentou a Lei 9.427/1996, constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL,</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança. Diferentemente do DNAEE, que era um Departamento do MME, a ANEEL é uma Agência Reguladora, autarquia com regime especial e autonomia administrativa. No artigo 4º do Anexo deste Decreto são detalhadas as atribuições da ANEEL. No extenso rol de atribuições não consta a competência para transferir ativos vinculados a uma concessão para outra.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamentou a Lei nº 9.648/1998, tratando, entre outras matérias, do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, e das regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Com relação à atividade de transmissão de energia elétrica o art. 6º do referido Decreto dispõe:

Art. 6º Ressalvados os casos indicados na legislação específica, a atividade de transmissão de energia elétrica será exercida mediante concessão, precedida de licitação, observado o disposto no art. 3º deste regulamento.

§ 1º Os reforços das instalações existentes serão de responsabilidade da concessionária, mediante autorização da ANEEL; § 2º As instalações e equipamentos considerados integrantes da Rede Básica de Transmissão, de conformidade com os procedimentos e critérios estabelecidos pela ANEEL, serão disponibilizadas, mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, e a este estarão subordinadas suas ações de coordenação e operação; § 3º As demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, serão disponibilizadas diretamente aos acessantes interessados, contra o pagamento dos encargos correspondentes.

Sobre o § 2º, entendemos que a ANEEL tem competência apenas para classificar as instalações como pertencentes à Rede Básica, distinguindo-as das demais, para os fins mencionados, isto é, a celebração dos CPST das transmissoras com o ONS. Isto não implica em

		<p>competência da Agência para promover transferências de ativos entre concessões, que para suas prorrogações incluíram instalações independentes dos critérios adotados pela ANEEL para a classificação da Rede Básica sob um ponto de vista operacional.</p> <p>Examinando as atribuições da ANEEL na legislação vigente não se encontra delegação do Poder Concedente para que a Agência Reguladora possa proceder a transferência de ativos entre concessões, além do que, a delegação de competência não se presume, deve ser expressa.</p> <p>Sobre esse ponto ainda, a Lei do Processo Administrativo (Lei nº 9.784/1999) contém norma no artigo 11, segundo a qual a competência é irrenunciável e se exerce pelos órgãos administrativos a que foi atribuída como própria, salvo os casos de delegação e avocação, legalmente admitidos. No artigo 12, dispõe que um órgão administrativo e seu titular poderão, se não houver impedimento legal, delegar parte da sua competência a outros órgãos ou titulares quando for conveniente, em razão de circunstâncias de índole técnica, social, econômica, jurídica e territorial. Mas a delegação deve ser explícita, como se constata pelo art. 14 da citada lei. Neste sentido, entendemos que a Agência é competente apenas para definir os critérios de classificação das instalações de transmissão que pertençam ou não à Rede Básica, mas não para transferir ativos entre concessões. As instalações de transmissão do âmbito da distribuição (que não são Rede Básica ou DIT) são aquelas já vinculadas aos contratos de concessão de distribuição ou as que “poderão ser consideradas pelo Poder Concedente parte integrante da concessão de distribuição” (§ 2º do art. 17 da Lei nº 9.074/1995).</p>		
7.	CELG Geração e Transmissão	Art. 1º - Estabelecer as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no Ativo Imobilizado das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, bem como a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT no ativo da Transmissora, nos casos específicos que não estiverem de	Não aceito	Vide contribuição nº 2.

		<p>acordo com a Resolução Normativa 068, de 08 de junho de 2004.</p> <p>Justificativa</p> <p>No caso específico da CELG GT, no processo de desverticalização, ocorrido conforme REA 643, de 25 de Julho de 2006, os barramentos de fronteira das subestações da Rede Básica, os disjuntores de Interligação de Barramentos (IB) e os disjuntores conectados ao barramento de fronteira ficaram com a Distribuidora, conforme NT 046/2007 – SRT / ANEEL. Entendemos que, pelo princípio da oportunidade, e em atendimento a Resolução Normativa 068/2004 e Nota Técnica nº 032/2015-SRD/ANEEL (itens 56, 57, 78 e 81), deve-se ficar explícito na Resolução Normativa que os casos específicos que não estão de acordo com REN 068/2004 também deverão ser adequados, ou seja: no caso da CELG GT, os barramentos de fronteira, os disjuntores de Interligação de barramentos e os disjuntores conectados no barramento deverão retornar para a CELG GT. O fato dos barramentos serem de propriedade da distribuidora, faz com que o disjuntor de IB também seja, o que faz ocorrer um conflito de interesse muito grande, principalmente pela função principal do IB ser para atendimento ao transformador de fronteira, de propriedade da Transmissora. Ademais, em algumas tratativas com a CELG GT o ONS vem propondo reforços de compensação capacitiva nos barramentos de fronteira, para atendimento ao critério N-1 da transformação RBF, e nesses casos os citados reforços serão autorizados para a distribuidora, ou seja, um equipamento da distribuidora (detentora da barra) destinado a atender o critério N-1 da transmissora.</p>		
8.	CTEEP	<p>Art. 1º - Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições gerais que devem regular a possibilidade de transferência, dentre as Demais Instalações de Transmissão – DIT, daquelas que desempenham função de distribuição, das Transmissoras às Distribuidoras, mediante acordo entre os agentes envolvidos.</p> <p>Justificativa (Válida para esta</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		<p>contribuição e as contribuições 8 e 11)</p> <p>Dada a impossibilidade se de determinar a transferência compulsória das DIT, conforme exposto no item III das Contribuições CTEEP, uma maneira de sanar tal ilegalidade seria propor uma regulação que incentivasse os Agentes à negociação de transferência de ativos, entre as Concessionárias, a fim de viabilizar a correta segregação entre transmissão e distribuições, que não pode fugir do conceito híbrido (Função x Tensão), conforme amplamente exposto no item II das Contribuições CTEEP. Vale destacar que, de acordo com o Prof. Marçal Justen Filho, “não existe a figura da negociação compulsória no direito brasileiro. Além disso, “não se pode, em qualquer caso, impor a um sujeito o dever de alienar um bem para outrem por um valor fixado unilateralmente pelo Estado”.</p>		
9.	Energias do Brasil	<p>Art. 1º - Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições gerais para a incorporação das Demais Instalações de Transmissão – DIT de âmbito próprio da concessionária de distribuição ao Ativo Imobilizado pelas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.</p> <p>Justificativa</p> <p>Considerando as particularidades que compõem a manifestação aos artigos seguintes, consideramos que a lista proposta deva ainda ser avaliada previamente.</p>	Não aceito	A avaliação prévia a que se refere a contribuição é realizada no momento de discussão da norma, durante a AP, e não após a sua publicação.
10.	INFRACOOP	<p>Art. 1º - Refazer a minuta de resolução sugerida, corrigindo as inconsistências listadas a seguir apresentadas na NT 032/2015SRD/ANEEL. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>A NT 032/2015 que embasou o estabelecimento da minuta não aprofundou seus estudos identificando e propondo solução para os casos onde haverá grave prejuízo financeiro a</p>	Aceito	Ainda que por razões diversas à disposta na contribuição, as DIT compartilhadas deixarão de ser objeto da nova proposta.

	<p>Distribuidoras e seus consumidores e aos agentes de Transmissão. O simples fato de se fazer uma norma baseada em informações de alguns poucos grandes agentes e que agrade a estes, não significa que é uma norma boa para a sociedade em geral. A aplicação desta Resolução provoca aumento de tarifa para consumidores, simplesmente porque transfere instalações da transmissora para a distribuidora, não trazendo benefício e/ou melhoria à sociedade. A aplicação desta Resolução provoca uma profunda alteração no planejamento elétrico/energético estratégico de agentes, que foi realizado também em prol de melhorias tarifárias a seus consumidores. Esta Resolução cria uma dependência operacional de agentes de distribuição à um outro agente agora dono das instalações já existentes, pois inúmeras instalações são compartilhadas por 2 ou mais Agentes de Distribuição. A aplicação desta Resolução não leva em consideração, como premissa mais importante, a MODICIDADE TARIFÁRIA, a qual a ANEEL sempre apregoeou nas suas decisões regulatórias, trazendo agora prejuízo à sociedade atingida, e, portanto, não pode ser considerada uma melhoria que beneficie a sociedade.</p>		
--	---	--	--

Parágrafo único. O Anexo desta Resolução encontra-se disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
11.	CTEEP	<p>Art. 1º Parágrafo único - Essa transferência se dará somente mediante acordo entre as partes, que deverá ser comunicado à ANEEL para o devido registro, assinatura de aditivos contratuais e demais providências.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 8)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

Art. 2º As DIT listadas Anexo devem ser incorporadas pelas distribuidoras nele especificadas, observando as seguintes condições gerais:

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
12.	ABRATE / ELETROS UL	<p>Art. 2º - As DIT listadas Anexo poderão ser incorporadas pelas distribuidoras nele especificadas, observando as seguintes condições gerais:</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 14, 15, 16, 17, 18 e 19)</p> <p>A transferência compulsória, em curto ou médios prazos, de todas as DIT elencadas no Anexo significaria um grande impacto nas atividades tanto das transmissoras como das distribuidoras e não beneficiaria, na generalidade dos casos, a modicidade tarifária e a qualidade do atendimento aos consumidores. Os problemas de expansão, pelas distribuidoras, para a plena prestação do serviço adequado aos usuários finais, garantindo as ampliações e reforços no ritmo demandado pelos usuários do sistema de distribuição, poderia ser resolvido na maior parte dos casos (seccionamento de DIT) com alteração no art. 4º-A da REN nº 68/2004 (ver proposta adiante). Entendemos que a eventual transferência das instalações deveria se dar, em cada caso, por iniciativa de pelo menos uma das partes, que estabeleceria negociações com a outra para concretizar a medida, que seria adotada de forma consensual.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
13.	CTEEP	<p>Art. 2º - Os ativos das transmissoras, que se enquadrem no inciso III do Art. 4º da Resolução 67/2004 [conforme nova redação proposta no Art. 12 desta Resolução, contribuição 193], poderão ser objeto de transferência negociada com as distribuidoras.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3 e 5)</p> <p>Os critérios propostos, nas Contribuições CTEEP, em especial no item II.1, definem as instalações, dentre as DIT, que têm, de fato, função de distribuição, como sendo aquelas radiais, para exclusivo atendimento ao mercado da distribuidora. Considerando a objetividade de tal critério, não há necessidade de se listar os ativos que seriam passíveis de transferências das</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		Transmissoras às Distribuidoras. Cabendo aos Agentes identificá-las e promover a devida negociação.		
14.	CTEEP	Exclusão dos incisos do Art. 2º. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

I – as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo;

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
15.	ABRATE / ELETROS UL	Art. 2º inciso I - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD poderão ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo; Justificativa (Contida na contribuição 14)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
16.	AES Brasil	Art. 2º inciso I - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD pertencentes à transmissora, que conectem ou não duas subestações pertencentes à transmissora, ainda que atravessem mais de uma área de concessão, devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3, 4 e 5) I e II - A proposta da AES Brasil é de deixar clara, na futura regulamentação, a regra para a incorporação dos ativos pertencentes a LDs que devem ser transferidos para as distribuidoras. No que diz respeito as LDs que atravessam mais de uma área de concessão, entende-se que a proposta ora apresentada é a que traz maior confiabilidade ao atendimento dos usuários finais, além de conferir menor instabilidade regulatória.	Não aceito	Tendo em vista a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
17.	CEMIG	Art. 2º - As DIT listadas Anexo, de interesse tanto da transmissora quanto da distribuidora devem ser incorporadas pelas distribuidoras nele especificadas, observando as seguintes condições gerais: I – as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo; Justificativa A CEMIG entende que as transferências devem ser de interesse dos agentes e deve ser acordada entre as	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

	<p>partes, em razão dos impactos já explicitados na introdução, itens 1 a 6, reiterados a seguir: - Dispersão de instalações: O critério proposto pelo regulador para a transferência das DIT não considerou a dispersão de instalações entre municípios. Assim, com a possível transferência a Distribuidora pode perder o ganho de escala, uma vez que há casos, como, por exemplo, a SE Mascarenhas de Moraes (Furnas) em que a distribuidora passará a operar e manter pequeno número de instalações em uma determinada Subestação e/ou região; - Duplicação de infraestrutura: Haverá complicador para compartilhar casa de comando, que possui instalação física de rede básica de fronteira abaixo do barramento do transformador 138 kV, especialmente em subestações onde há restrição de espaço físico; Será necessário também duplicar casa de comando e controle. Pessoal: A distribuidora não possui equipe preparada para atuar em níveis de tensão típicos de transmissão; Haverá necessidade de certificação da equipe de operadores da distribuidora, sendo necessário que os mesmos tenham habilitação para participar dos processos de intervenção do ONS. - Transferência de equipamentos típicos de transmissão: A transferência das instalações identificadas como SE RBF, exigiria a transferência para a distribuidora de equipamentos típicos de transmissão, como por exemplo o compensador síncrono, ligado diretamente na barra de 13,8 kV e banco de capacitores, equipamento que segundo os procedimentos de rede é típico do agente de operação e que tem função de controle de tensão do sistema de transmissão. - Concorrência de projetos da transmissora e da distribuidora: A concorrência de projetos da transmissora e da distribuidora poderá causar atrasos na execução das obras, uma vez que há casos de SE's, em que o terreno é o mesmo, sendo que não foi incluído no lote da licitação os equipamentos 138kV/13,8kV. Neste caso, é fato que não será possível realizar as obras da distribuição simultaneamente com as obras de transmissão, ou seja, o processo perderá agilidade operacional. Haverá necessidade de executar serviços em ativos compartilhados com a transmissora, tais como: casa de controle e dispositivos de supervisão, proteção e controle; Manutenção/inspeção em equipamentos de proteção; intervenções em equipamentos de telecontrole; necessidade de operação local para tensão de 13,8kV; aumento expressivo do risco de trip</p>		
--	---	--	--

		acidental.		
18.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição o/ ABRADÉE / Grupo Neoenergia	<p>Art. 2º inciso I - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD, no caso de haver conexões de uma única distribuidora, devem ser incorporadas esta concessionária de distribuição;</p> <p>Justificativa: Definir as regras de transferências das Linhas de Distribuição classificadas como DIT, estabelecendo as condições para a incorporação dos ativos quando de uso exclusivo de uma distribuidora e quando de uso compartilhado por duas ou mais distribuidoras. As alterações propostas visam reduzir as inter-relações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente.</p> <p>Justificativa Grupo Neoenergia: As alterações propostas visam reduzir as interrelações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente.</p>	Aceito	Com a nova proposta, as DIT identificadas como LD seriam incorporadas pelas distribuidoras que as utilizam.
19.	Energias do Brasil	<p>Art. 2º - As DIT devem ser incorporadas pelas distribuidoras nele especificadas, observando as seguintes condições gerais:</p> <p>I – as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição;</p> <p>Justificativa O regulamento deve estabelecer os critérios gerais para transferência, descritos neste artigo. As situações particulares devem ser previstas nos artigos posteriores.</p>	Não aceito	A forma de organização originalmente proposta é mais clara.
20.	Elektro	<p>Art. 2º - As DIT listadas Anexo devem ser incorporadas pelas distribuidoras nele especificadas, observando as seguintes condições gerais:</p> <p>I - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo; facultando-se às Distribuidoras envolvidas, apresentarem à ANEEL para aprovação desta, em até 60 dias após a publicação desta Resolução, proposta consensual de alterações nas incorporações constantes do referido Anexo;</p> <p>Justificativa para as contribuições da Elektro aos seguintes dispositivos: incisos</p>	Não aceito	Tendo em vista a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.

I, II e III e §1º do art. 2º

Para linhas de transmissão que atravessam mais de uma área de concessão, é necessário agregar outras considerações às transferências definidas pela ANEEL na minuta de Resolução, levando em consideração, por exemplo, o montante de carga atendido por cada empresa e a extensão de linha em cada área de concessão, permitindo assim logística mais eficaz para operação e manutenção das instalações. Outros casos envolvem a adequação de situações que na prática implicariam em dificuldades de toda ordem, como por exemplo, duas concessionárias distintas proprietárias de cada um dos circuitos de uma mesma torre (ver exemplos de alterações no anexo desta contribuição para o caso da ELEKTRO). A ELEKTRO defende que no caso da transferência das subestações interligadoras com tensões nominais iguais e inferiores a 138 KV (SE-DIT), que devem ser transferidas integralmente para a distribuidora local de acordo com a sua área de concessão, independente do MUST contratado. Dessa forma não haveria bays de entrada de linha pertencentes a outra distribuidora que não a distribuidora local. Para o caso das Subestações de Fronteira com a Rede Básica (SE-RBF), todos Módulos e Equipamentos com Tensão Nominal inferior a 230 kV, sejam transferidos para a Distribuidora Local, o módulo de conexão do lado de baixa tensão do transformador de potência (fronteira com a Rede Básica) não seria transferido à distribuidora local, permanecendo sob responsabilidade da transmissora. Defendemos a configuração da transferência dos ativos conforme apresentado sob as seguintes justificativas: evitar a necessidade de a distribuidora local disponibilizar equipes de operação e manutenção em áreas fora da sua concessão, devido à transferência dos bays de entrada de linha de subestações que estariam localizadas em cidades fora da sua área de concessão; quando da transferência dos ativos, se realizada para uma única distribuidora nos moldes apresentados, a instalação de sistema de supervisão, comando, controle e proteção para operação remota da subestação poderá ser feita por apenas uma distribuidora, evitando que cada distribuidora instale o seu sistema de supervisão e

	<p>resultando num menor custo para transferência dos ativos; propiciar um ambiente favorável ao benefício de ganhos de eficiência nos processos de expansão do sistema elétrico e de acesso ao sistema elétrico. Por exemplo, nos casos em que a implantação de um novo módulo de conexão ou de entrada de linha no nível 138 kV implique na necessidade de extensão do barramento, o fato de o barramento pertencer ao responsável pelo módulo ou entrada de linha facilita o processo, uma vez que evita aprovações prévias e autorizações diversas entre os agentes envolvidos. Conferir maior confiabilidade para o fornecimento de energia elétrica, pois todos os equipamentos e barramentos com tensões iguais e inferiores a 138 KV ficarão sob a responsabilidade de uma única empresa, evitando-se dessa forma que atuações das proteções dos bays de saída de linha que porventura estivessem sob a responsabilidade de outras distribuidoras causassem desligamentos gerais de todos os bays de saída de linha, como por exemplo por atuações de 50BF (Break- Failure), as quais são oriundas de falhas de abertura dos respectivos disjuntores; possibilitar maior flexibilidade e segurança operativa, pois quaisquer manobras e serviços de manutenção, desligamentos e obras de expansão estarão sob a responsabilidade operativa da distribuidora local e não de várias empresas; proporcionar maior agilidade no atendimento dos clientes do grupo A, pois as obras de expansão necessárias a conexão desses clientes estariam sob a gestão e prazos de uma única empresa, a distribuidora; conferir maior confiabilidade para o serviço de distribuição de energia elétrica, pois a transferência dos alimentadores de 13,8 KV (159 alimentadores, no caso da Elektro) e de todos os seus bays de conexão de transformadores de potência faria com que os mesmos ficassem sob a gestão da distribuidora, incluindo os serviços de operação, manutenção e recomposição em caso de desligamentos. Atualmente todas subestações de distribuição da Elektro são digitalizadas e possuem vários automatismos implementados, tais como transferência de carga entre transformadores, restabelecimento automático da subestação e seletividade lógica, que maximizam a continuidade no fornecimento de energia</p>		
--	--	--	--

		elétrica; a necessidade da alocação de recursos humanos e materiais por parte das Distribuidoras, assim como o estabelecimento de procedimentos em conjunto para cuidar de tais componentes em uma instalação cuja maioria absoluta dos ativos sejam de responsabilidade da Transmissora, não se justifica sob o ponto de vista da eficácia de prestação dos serviços.		
--	--	--	--	--

II – as DIT identificadas como subestação SE DIT devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção das entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora;

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
21.	ABRATE / ELETROS UL	Art. 2º inciso II - as DIT identificadas como subestação SE DIT poderão ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção das entradas de linha referentes ao acesso de outra distribuidora; Justificativa (Contida na contribuição 14)	Não aceito	Pela nova proposta, não haverá entrada de linha referente ao acesso de outra distribuidora a ser incorporada, uma vez que somente seriam transferidas as DIT Exclusivas.
22.	AES Brasil	Art. 2º inciso II - as DIT identificadas como subestação SE DIT devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção das entradas de linha referentes ao acesso de outra distribuidora; Justificativa O objetivo da AES Brasil é de esclarecer que a exceção para a incorporação da SE DIT pela distribuidora detentora da área de concessão se limita tão somente a entrada de linha de outra distribuidora, evitando assim entendimento diferente daquele que se pretende estabelecer.	Não aceito	Vide contribuição nº 21.
23.	CEMIG	Art. 2º inciso II - as DIT identificadas como subestação SE DIT, de interesse tanto da transmissora quanto da distribuidora, devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção das entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora; Justificativa A CEMIG entende que as transferências devem ser de interesse dos agentes e deve ser acordada entre as partes, em razão dos impactos já explicitados na introdução, itens 1 a 6. O objetivo aqui é que se tenha	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		somente um proprietário por instalação.		
24.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADDEE / Elektro	Art. 2º inciso II - as DIT identificadas como subestação SE DIT devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação; Justificativa O objetivo é reduzir as inter-relações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente, propõe-se que as subestações tenham no máximo dois proprietários, sendo: SE BRF pura: Permanença integralmente de propriedade da Transmissora; SE DIT pura: Seja transferido integralmente para a Distribuidora detentora da área de concessão e SE BRF com transformação de DIT: o setor de Rede Básica de propriedade da Transmissora e o setor de DIT, transferido para a Distribuidora da área de concessão.	Não aceito	Vide contribuição nº 21.
25.	Grupo NEOENERGIA	Art. 2º Inciso II - as DIT identificadas como subestação SE DIT devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, inclusive das entradas de linha referentes ao acesso de outra distribuidora.” Justificativa As entradas de linha sendo incorporadas pela distribuidora detentora da área de concessão facilitaria a operação e manutenção, assim como, evitaria que acessantes tenham que utilizar a subestação e equipamentos que não estão em sua área de concessão, (minimizando a burocracia e incômodo desse processo).	Não aceito	Vide contribuição nº 21.

III – nas subestações identificadas como SE RBF, os transformadores de potência com maior nível de tensão inferior a 230 kV, barramentos e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230 kV devem ser incorporados pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção:

- a) dos barramentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV;
- b) das entradas de linha conectadas nos barramentos citados na alínea “a”;
- e) das entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora conectadas em outros barramentos em tensão inferior a 230 kV.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
----	-------	----------------	----------------	---------------------

26.	ABRACE	<p>No entendimento da Abrace, há diversos riscos associados à confiabilidade das subestações RBF, considerando o formato ora proposto.</p> <p>Justificativa</p> <p>Operar, manter e reforçar instalações que possuem mais de um proprietário revela-se, na prática, uma tarefa complexa e por vezes improdutiva, pois requer a formalização de instrumentos contratuais adicionais (acordos operativos) e a necessidade dos novos acessantes se adequarem aos padrões técnicos da instalação original, gerando perda de escala. Acreditamos ser prudente a manutenção das subestações sistêmicas de fronteira (“SE RBF”) sob a responsabilidade das transmissoras, visando evitar possíveis problemas relacionados à confiabilidade.</p>	Aceito	Será proposto que não se transfiram DIT nas SE RBF conforme as justificativas apresentadas nas contribuições.
27.	ABRATE / ELETROS UL	<p>Art. 2º inciso III - nas subestações identificadas como SE RBF, os transformadores de potência com maior nível de tensão inferior a 230 kV, barramentos e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230 kV poderão ser incorporados pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção:</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 14)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
28.	AES Brasil	<p>Art. 2º inciso III a) dos barramentos e equipamentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV;</p> <p>Justificativa</p> <p>A inserção do termo “equipamentos” visa concatenar a lógica de excepcionalidade da incorporação dos ativos em SE RBF, excluindo também a necessidade da distribuidora incorporar os equipamentos (tais como bancos de capacitores) conectados aos barramentos secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.
29.	Ampla Energia / Coelce	<p>Art. 2º inciso III a) dos barramentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV e equipamentos de suporte a operação do próprio barramento, como Pára-</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.

		<p>Raios, TP, Transformador de Aterramento, BC, Reatores, Compensadores, Módulos de Conexão e Disjuntores de Interligação de barra.</p> <p>Justificativa Ampla: A manutenção com as transmissoras de equipamentos de suporte a operação do próprio barramento se caracteriza como forma que melhor favorece a operação, já que não há sentido em um pátio de Subestação haver apenas alguns equipamentos isolados a serem incorporados pela distribuidora e todo o resto mantidos com a transmissora.</p> <p>Justificativa Coelce: A permanência com as transmissoras de equipamentos de suporte a operação do próprio barramento se caracteriza como forma que melhor favorece a operação, já que não há sentido em um pátio de Subestação haver apenas alguns equipamentos isolados a serem incorporados pela distribuidora e todo o resto mantido com a transmissora.</p>		
30.	Celeo Redes Brasil	<p>Art. 2º inciso III b) das entradas de linha, transformadores de aterramento, equipamentos de controle tensão e demais equipamentos de subestação conectados nos barramentos citados na alínea “a”; e</p> <p>Justificativa</p> <p>A Celeo Redes concorda que os barramentos secundário e terciário do transformador de fronteira e as entradas de linha a ele conectadas não sejam transferidos conforme Nota Técnica n 0032/2015SRD/ANEEL. Porém, os demais equipamentos conectados nestes barramentos, como Banco Capacitores, Transformadores de Aterramento..., também não devem ser transferidos. O transformador de aterramento, equipamento conectado diretamente ao barramento, é necessário para a energização dos transformadores de potência. Como o transformador de potência é de propriedade da Transmissora o transformador de aterramento também deve permanecer com a Transmissora. Não é razoável e seguro o transformador de fronteira (potência) e o transformador de aterramento serem de proprietários distintos. Não existe benefício nenhum transferir o transformador de aterramento para as Distribuidoras. Entende-se que a operação e</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.

		<p>manutenção do transformador de aterramento será prejudicada e, até, podemos ter problemas de recomposição, inclusive atendimento as cargas, devido anormalidades nestes transformadores onde a Transmissora irá aguardar uma atuação da Distribuidora que no momento poderá ter outras prioridades retardando o retorno do transformador de potência. A supervisão e monitoramento dos transformadores já integrados aos sistemas do agente de transmissão perdem a funcionalidade com a transferência para o agente de distribuição. Os equipamentos de controle de tensão, por exemplo Bancos Capacitores, conectados aos barramentos secundários dos transformadores de fronteira também devem permanecer com as Transmissoras visto que a principal função destes equipamentos é controlar a tensão no barramento que estão conectados. Como o barramento permanecerá com as Transmissoras é essencial que estes equipamentos também permaneçam como DIT. Outro ponto importante é que numa eventual transferência dos equipamentos de controle de tensão e transformadores de aterramento a Distribuidora terá que transferir todos os equipamentos associados para sua casa de controle, ou seja, providenciar instalação civil e alimentação (Serviço Auxiliar AC e DC). Portanto, sugere-se manter a situação atual e não transferir as entradas de linha, transformadores de aterramento, bancos capacitores conectados ao barramento secundário do transformador de fronteira. Assim, nas SE RBF, os equipamentos diretamente conectados ao secundário do transformador de fronteira devem permanecer como DIT.</p>		
31.	CEMIG	<p>Exclusão do Art. 2º inciso III. Justificativa</p> <p>Por meio do Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, o MME iniciou os estudos de reestruturação do setor. Naquele momento, foi concebido um modelo baseado na segregação das atividades dos serviços de energia elétrica em quatro segmentos – geração, transmissão, distribuição e comercialização. Naquele momento, a definição do limiar entre distribuidora e transmissora foi amplamente debatido e optou-se por realizar a separação por</p>	Aceito	Vide contribuição nº 26.

		<p>nível de tensão. Assim, buscando atender ao regramento estabelecido à época para o setor, a CEMIG realizou a separação de suas instalações por nível de tensão, atendendo plenamente a regulamentação vigente. Por esse motivo, entende-se que a mudança da forma como está sendo proposta prejudica os agentes que à época atenderam ao preceito estabelecido pelo regulador. A CEMIG entende que a transferência das subestações identificadas como SE RBF pode trazer diversos prejuízos para a operação do sistema. Dentre os impactos, podemos citar a separação física de pátios da subestação, fazendo com que (i) o técnico da distribuição, que não é treinado para atuar em níveis de tensão de transmissão, tenha necessidade de circular por toda a área da SE; (ii) impactos na confiabilidade do sistema; (iii) risco a segurança de pessoas; e outros vários listados na introdução desta contribuição, itens 1 a 6. A transferência da SE RBF submete os agentes a uma série de riscos operacionais além de não resolver a separação dos ativos por nível de tensão, já que equipamentos de 13,8kV conectados no barramento secundário do transformador de fronteira permaneceriam com a transmissora. Por esse motivo, propõe-se que a SE RBF não seja transferida para a concessionária de distribuição.</p>		
32.	CHESF	<p>Art. 2º inciso III a) dos barramentos e equipamentos associados, tais como: transformadores de aterramento e equipamentos de compensação reativa ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV;</p> <p>Justificativa</p> <p>O Transformador de fronteira é um equipamento de rede Básica, sendo importante manter os módulos de manobra (entradas de linha, interligação de barras e conexões de transformadores), barramentos e equipamentos associados a ele conectados sob responsabilidade da transmissora que o opera.</p>	Aceito	Vide contribuição nº 26.
33.	CHESF	<p>Art. 2º inciso III b) dos módulos de manobra tais como: entradas de linha, interligação de barras e conexões de transformadores conectados nos barramentos citados na alínea “a”; e</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde

		<p>Justificativa</p> <p>Segundo o Operador, através da carta ONS 1258/100/2014 de 25/08/14: “esta medida visa reduzir os impactos iniciais da mudança e representam um caminho de prudência que assegure maior segurança à operação e viabilidade física e econômica.” A entidade alerta que isso eliminaria eventuais problemas advindos com o compartilhamento da instalação quando da recomposição após perturbação geral, e evitaria a impossibilidade de delegação de autonomia para os agentes e dificuldades na preparação de manobras de intervenção. Da mesma forma, não haveria impactos nos pontos de conexão à Rede Básica nos pontos de medição para faturamento – SMF. Isso favorece a operação da Subestação garantindo a segurança do barramento afastando possíveis problemas especialmente na recomposição após perturbação.</p>		objeto.
34.	Furnas	<p>Art. 2º inciso III a) dos barramentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV, banco de capacitores, banco de reatores e demais equipamentos ligados a esses barramentos;</p> <p>Justificativa</p> <p>A alteração visa melhor identificar as instalações que não serão transferidas.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.
35.	Furnas	<p>Art. 2º inciso III b) das entradas de linha, conexões de banco de capacitores, de transformadores, de reatores e demais equipamentos conectados nos barramentos citados na alínea “a”; e</p> <p>Justificativa</p> <p>A alteração visa melhor identificar as instalações que não serão transferidas.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.
36.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição / Grupo Neoenergia	<p>Art. 2º inciso III - nas subestações identificadas como SE RBF que possuem transformadores de potência com tensões inferiores a 230 kV no primário, as instalações classificadas como DIT devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção:</p> <p>a) dos barramentos ligados ao secundário e</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.

		<p>terciário do transformador de potência nível de tensão primário igual ou superior a 230 kV;</p> <p>b) dos módulos de entradas de linha conectadas nos barramentos citados na alínea “a”;</p> <p>c) dos módulos de manobra de banco de capacitores e dos bancos de capacitores conectadas nos barramentos citados na alínea “a”;</p> <p>e</p> <p>d) dos módulos de conexão de transformadores de serviço auxiliar e dos transformadores de serviço auxiliar conectados nos barramentos citados na alínea “a”.</p> <p>Justificativa</p> <p>O objetivo é reduzir as inter-relações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente, propõe-se que as subestações tenham no máximo dois proprietários, sendo: SE BRF pura permaneça integralmente de propriedade da Transmissora; SE DIT pura seja transferido integralmente para a Distribuidora detentora da área de concessão; e SE BRF com transformação de DIT o setor de Rede Básica de propriedade da Transmissora e o setor de DIT, transferido para a Distribuidora da área de concessão.</p> <p>Justificativa Neoenergia: Concordamos com os limites de fronteira definidos, contudo, há necessidade de aprimoramento do texto para melhor entendimento dos critérios. Por exemplo: na SE RBF totalmente da transmissora, explicitar no Art. 2 da minuta quais equipamentos, como banco capacitor, continuariam da transmissora; E, definir outro nome para a SE RBF que tiver outra transformação para esclarecer melhor os casos do caput do inciso III. As alterações propostas visam é reduzir as interrelações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente</p>		
37.	Elektro	<p>III - nas subestações identificadas como SE RBF, os transformadores de potência com maior nível de tensão inferior a 230 kV, barramentos e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230 kV devem ser incorporados pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção dos Módulos de</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 26.

		Manobra de Conexão dos Transformadores com maior nível de tensão superior a 230 kV. Justificativa (Contida na contribuição 20)		
38.	ONS	<p>Art. 2º Inciso III - nas subestações identificadas como SE RBF, os transformadores de potência com maior nível de tensão inferior a 230 kV, barramentos e equipamentos de subestação em tensão inferior a 230 kV devem ser incorporados pela distribuidora detentora da área de Concessão onde se localiza a subestação, com exceção:</p> <p>a) dos barramentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV;</p> <p>b) das entradas de linha conectadas nos barramentos citados na alínea “a”;</p> <p>c) das entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora conectadas em outros barramentos em tensão inferior a 230 kV; e</p> <p>d) Dos equipamentos de controle de tensão - bancos de capacitores, reatores, compensadores estáticos - conectados aos barramentos citados na alínea “a”.</p> <p>Justificativa</p> <p>No caso das barras de 138 kV, 88 kV e 69 kV de subestações da rede básica onde existam recursos para controle de tensão: Como o controle da tensão nessas barras envolve a manobra coordenada dos bancos de capacitores e dos LTC dos transformadores, é mais adequado que esses recursos sejam operados pelo mesmo agente. Do contrário, o controle de tensão nessas barras envolverá a coordenação entre os centros de operação de dois agentes, o que traz dificuldades para operacionalização dessas manobras, comprometendo a efetividade do controle de tensão.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de não transferir DIT nas SE RBF, a contribuição perde objeto.

§1º Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos II e III devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
----	-------	----------------	----------------	---------------------

39.	ABRATE / ELETROS UL	Art. 2º §1º - Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos II e III devem poderão ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo. Justificativa (Contida na contribuição 14)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
40.	CEMIG	Art. 2º §1º - Caso as DIT identificadas como SE DIT de interesse tanto da transmissora quanto da distribuidora estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos II devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo. Justificativa A CEMIG entende que as transferências das SE DIT devem ser de interesse dos agentes e deve ser acordada entre as partes, em razão dos impactos já explicitados na introdução, itens 1 a 6.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
41.	CPFL Energia	Art. 2º §1º - Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos III e V devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo. Justificativa Alteração de referências. Em relação aos critérios de incorporação das DIT, no Anexo I desta contribuição do Grupo CPFL Energia são detalhadas as justificativas para as propostas aqui relatadas.	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
42.	Elektro	§1º Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos II e III devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição especificadas no Anexo. Justificativa (Contida na contribuição 20)	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.

§2º As entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora de que tratam o inciso II e a alínea “c” do inciso III devem ser incorporadas pelas respectivas distribuidoras acessantes.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
43.	ABRATE / ELETROS UL	Art. 2º §2º - As entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora de que tratam o inciso II e a alínea “c” do inciso III poderão ser incorporadas pelas respectivas distribuidoras acessantes.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		Justificativa (Contida na contribuição 14)		
44.	CEMIG	<p>Art. 2º §2º - As entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora de que tratam o inciso II devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição detentora da área de Concessão.</p> <p>Justificativa O objetivo aqui é que se tenha somente um proprietário por instalação.</p>	Aceito	Como somente serão transferidas as DIT Exclusivas, as subestações somente teriam uma única distribuidora proprietária de instalações.
45.	CPFL Energia	<p>Art. 2º §2º - Caso seja identificado pela distribuidora a inviabilidade técnica e/ou operacional para a incorporação das DIT de que tratam o inciso V ou haja acordo entre distribuidora e transmissora, as instalações permanecerão de propriedade da transmissora.</p> <p>Justificativa Caso a Distribuidora detecte inviabilidade técnica ou operacional para a efetiva transferência da DIT ou por acordo entre distribuidora e transmissora, que está permaneça de propriedade da Transmissora, evitando problemas/riscos na incorporação dos ativos e na operação do sistema.</p>	Não aceito	Pela contribuição, os agentes teriam opção de incorporar as instalações, mantendo as distorções que a norma intenta dirimir.
46.	Energias do Brasil	<p>§1º - Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, as DIT de que tratam os incisos II e III devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição.</p> <p>§2º As entradas de linha referentes ao acesso de distribuidora de que tratam o inciso II e a alínea "c" do inciso III devem ser incorporadas pelas respectivas distribuidoras acessantes, com exceção dos casos citados nas alíneas "d" e "e".</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
47.	Grupo NEOENERGIA	<p>Art. 2º §2º - Caso seja identificado pela distribuidora inviabilidade técnica e/ou operacional para a incorporação das DIT de que tratam o inciso IV ou haja acordo entre distribuidora e transmissora, as instalações permanecerão de propriedade da transmissora.</p> <p>Justificativa Assim como na alteração proposta no inciso II, propõe-se que as entradas de linha devem ser incorporadas pela distribuidora detentora da área de Concessão para os casos do caput dos incisos II e III. Considerando ainda que, caso a Distribuidora detecte inviabilidade técnica ou operacional para a efetiva transferência da DIT ou por acordo entre a distribuidora</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 45.

		e a transmissora, que está permaneça de propriedade da Transmissora.		
--	--	--	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
48.	AES Brasil	<p>Inserir Art. 2º inciso IV - Para as LDs que atravessem mais de uma área de concessão, a responsabilidade pela incorporação é da distribuidora que detém a área de concessão localizada no término da referida linha ou, em caso de LDs que conectem subestações da transmissora, pela distribuidora que detém maior extensão da linha em sua área de concessão.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
49.	CELG Geração e Transmissão	<p>Inserir Art. 2º inciso IV - nas subestações identificadas como SE RBF, os casos que não estiverem de acordo com a REN 068/2004 deverão ser adequados, ou seja os barramentos de fronteira, os disjuntores de IB e os disjuntores conectados no barramento de fronteira deverão compor a base da Transmissora detentora da Rede Básica de Fronteira.</p> <p>Justificativa</p> <p>Princípio da oportunidade, em atendimento a REN 068/2004 e Nota Técnica nº 032/2015-SRD/ANEEL (itens 56, 57, 78 e 81), ou seja: no caso da CELG GT, os barramentos de fronteira, os disjuntores de Interligação de barramentos e os disjuntores conectados no barramento deverão retornar para a CELG GT. O anexo não contempla a realidade e está em desacordo com a proposta da ANEEL, no caso da CELG GT, entendemos que os reforços constantes no anexo devem ficar com a Transmissora, além de todos os barramentos de fronteira, IB e disjuntores conectados na barra de fronteira de todas as subestações RBF devem compor a base da transmissora.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 26.
50.	CHESP	<p>Inserir Art. 2º inciso IV - nas subestações identificadas como SE RBF nas quais os equipamentos em tensão inferior a 230 kV já tenham sido objeto de incorporação por parte da</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 26.

		<p>distribuidora detentora da área de concessão onde se localiza a subestação e se nesta SE tiver um acesso de outra distribuidora os ativos deverão ter os seguintes proprietários:</p> <p>a) os barramentos ligados ao secundário e terciário do transformador de potência com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV; serão da SE RBF</p> <p>b) As entradas de linhas referentes ao acesso da distribuidora devem ser da distribuidora acessante</p> <p>c) Demais entradas de linhas deverão ser de propriedade da distribuidora detentora da área de concessão, onde se localiza a SE RBF.</p> <p>Justificativa</p> <p>A CHESP é acessante da CELG-D e o acesso se dá por meio de uma SE RBF (SE Itapaci). Os barramentos e a entradas de linha com tensão menor que 230 kV são de propriedade da CELG-D. A CHESP enquanto acessante, não é proprietária desta entrada de linha. Esta configuração é totalmente contrária aos princípios definidos nos regulamentos atuais.</p>		
51.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição o/ ABRADDEE	<p>Inserir Art. 2º inciso IV - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD, com conexões de duas ou mais distribuidoras, devem ser incorporadas pela concessionária de distribuição definida em comum acordo entre as concessionárias envolvidas.</p> <p>Justificativa</p> <p>Definir as regras de transferências das Linhas de Distribuição classificadas como DIT, estabelecendo as condições para a incorporação dos ativos quando de uso exclusivo de uma distribuidora e quando de uso compartilhado por duas ou mais distribuidoras. Em relação aos critérios de incorporação das DIT, no Anexo I desta contribuição do Grupo CPFL Energia são detalhadas as justificativas para as propostas aqui relatadas.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
52.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição o/ ABRADDEE	<p>Inserir Art. 2º inciso V - as subestações identificadas como SE RBF que possuem somente transformadores de potência com tensões maiores ou iguais a 230 kV no primário e o secundário e/ou terciário com tensão de DIT devem</p>	Parcialmente aceito	Vide contribuição nº 26.

		<p>permanecer integralmente de propriedade das transmissoras;</p> <p>Justificativa</p> <p>O objetivo é reduzir as inter-relações que seriam exigidas com múltiplos usuários, tanto fisicamente quanto operacionalmente, propõe-se que as subestações tenham no máximo dois proprietários, sendo: SE BRF pura: Permaneça integralmente de propriedade da Transmissora; SE DIT pura: Seja transferido integralmente para a Distribuidora detentora da área de concessão e SE BRF com transformação de DIT: o setor de Rede Básica de propriedade da Transmissora e o setor de DIT, transferido para a Distribuidora da área de concessão.</p>		
53.	<p>CPFL Energia/ Celesc Distribuição o/ ABRADDEE</p>	<p>Inserir Art. 2º §3º - Não havendo o acordo entre partes as instalações de DIT de que trata o inciso II devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição que tenham a maior extensão da linha de distribuição dentro da sua área de concessão.</p> <p>Justificativa</p> <p>Não se estabelecendo acordo entre as distribuidoras para a definição da concessionária responsável pela incorporação da LD das DIT que seja aplicado o critério de maior extensão da linha de distribuição dentro da área de concessão, considerado critério de maior perenidade.</p>	Não aceito	<p>Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.</p>
54.	<p>Energias do Brasil</p>	<p>Inserir Art. 2º inciso III d) dos casos nos quais o custo para a transferência, operação e manutenção, além de eventuais investimentos, fiquem superiores àqueles já suportados pela transmissora;</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e a contribuição 60)</p> <p>Deve prevalecer o interesse público, em atendimento ao art. 6º § 1º da Lei 8987/1995, de modo que a transferência só deve ocorrer sem aumentar o custo global e também não podendo diminuir a confiabilidade do sistema, em decorrência do aumento do número de técnicos de decisão por compartilhamento de instalações.</p>	Não aceito	<p>O critério sugerido é subjetivo. Ademais, pressupõe-se que a norma efetivamente atende o interesse público.</p>
55.	<p>Energias do Brasil</p>	<p>Inserir Art. 2º inciso III e) dos casos nos quais há diminuição da confiabilidade do sistema.</p>	Não aceito	<p>Não se vê como a troca de propriedade</p>

		Justificativa (Contida na contribuição 59)		do ativo poderia influir na confiabilidade do sistema, uma vez que a operação de uma rede sistêmica cabe ao ONS.
56.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 2º §3º - A distribuidora deverá previamente a incorporação das DIT elaborar laudo de avaliação com inventário da situação dos ativos das DIT atualmente em operação.</p> <p>I - A auditoria será realizada por empresa terceira contratada, com o acompanhamento da ANEEL, distribuidora e transmissora.</p> <p>II – a auditoria dos ativos a serem transferidos será custeada pela distribuidora, com reconhecimento correspondente em sua tarifa.</p> <p>III – O laudo de avaliação final, após a execução da auditoria, deverá apontar detalhadamente a condição de equipamentos e instalações e não conformidades de natureza técnica, patrimonial, fundiária, socioambiental, tributária, dívidas e ônus de qualquer natureza atrelados às DIT, com estimativa de gastos para a respectiva regularização de cada pendência identificada.</p> <p>IV – as pendências identificadas serão valoradas no relatório final emitido pela empresa auditora contratada e validadas pela ANEEL, para fins de abatimento no valor de indenização a ser pago pela distribuidora à transmissora e/ou do abatimento nos valores de encargos pelo uso da rede de transmissão a que a distribuidora estiver conectada.</p> <p>IV – Caso haja divergência quanto às pendências e respectivos valores identificados para fins de abatimento da indenização devida pela distribuidora à transmissora, a discussão deverá ser dirimida no âmbito da ANEEL, sendo que os valores, ao final, definidos como devidos, deverão ser acrescidos de 1% (um por cento) ao mês, bem como de correção monetária pelo IPCA, da data da efetiva incorporação até o seu efetivo pagamento.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 61 e 62)</p> <p>A Elektro também entende que a incorporação de</p>	Parcialmente aceito	<p>Será proposto dispositivo tratando da necessidade de realização de auditoria por empresa credenciada na ANEEL, no sentido de estabelecer o valor a ser indenizado e para fins de inscrição da BRR da distribuidora. Todavia, não é função do laudo de avaliação detalhar condição dos equipamentos e instalações a ser incorporadas.</p>

		<p>ativos a ser realizada se assemelha à aquisição de ativos por qualquer empresa no âmbito provado, sem que haja um mandamento regulamentar para isso. Neste sentido, é imperioso que seja realizada auditoria nestes ativos, uma auditoria / due diligence, para que se busque verificar a situação fática dos ativos transferidos no momento da transação, dando segurança à operação. A auditoria servirá para efetivamente segregar as responsabilidades e pendências existentes no momento da incorporação, bem como para atender às leis atualmente vigentes no país, especialmente de cunho tributário e societário, evitando: eventuais penalidades por irregularidades pré-existentes e, portanto, não atribuíveis à distribuidora incorporadora, ao menos não imediatamente; possibilidade de criar-se um plano de ação para resolução das pendências pelas distribuidoras, conforme o caso; mensurar o valor que deverá ser abatido da indenização a ser paga pela distribuidora para a transmissora em razão das pendências e irregularidades pré-existentes e que serão regularizadas pela distribuidora incorporadora, conforme plano; segregar as responsabilidades pessoais por fatos, atos e condições dos ativos incorporados, ainda que não estejam efetivamente constituídos ou mesmo conhecidos no momento da incorporação (ex. irregularidades ambientais que podem trazer responsabilidade penal à transmissora e seus administradores, mas que ainda estão em fase de apuração ou são potenciais ensejadores deste tipo de penalidade);</p>		
57.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 2º §4º - Para efeitos deste artigo, deverão ser considerados os seguintes prazos:</p> <p>a) O laudo deverá ser realizado em até 12 (doze) meses, contados da publicação desta Resolução;</p> <p>b) Caso não haja consenso entre as Partes quanto às inconformidades indicadas no laudo de avaliação, a ANEEL deverá se pronunciar sobre tais divergências, de forma definitiva.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 60)</p>	Não aceito	A ANEEL não irá executar ações fiscalizatórias em campo no sentido de dirimir dissenso quanto aos passivos pré-existentes.
58.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 2º §5º - A Transmissora deve assegurar livre acesso às instalações e documentação das DIT para que a Distribuidora ou seus representantes autorizados possam</p>	Aceito	Deve-se deixar claro que a distribuidora terá livre acesso às instalações a ser

		<p>executar as atividades de vistoria para a elaboração do laudo de avaliação que trata o caput.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 60)</p>		transferidas.
59.	FECOERGS	<p>Inserir Art. 2º §3º - Caso as DIT identificadas como SE DIT ou SE RBF estejam localizadas em área de permissionária de distribuição, já conectada a elas, as DIT de que tratam os incisos II e III, comprovada sua capacidade operacional, poderá ser incorporada pela permissionária de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>A nossa nova proposta para esta operação é para evitar aumento tarifário para os associados/consumidores, que provocará a “simples” transferência das instalações da transmissora para a distribuidora local, em alguns casos, com menor capacidade operacional do que uma permissionária.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 4.
60.	Light	<p>Inserir Art. 2º §3º - Não são objeto da transferência prevista no caput os equipamentos e instalações enquadrados nos Incisos I e II do Art. 4º da Resolução Normativa nº 67/2004.</p> <p>Justificativa</p> <p>As instalações e equipamentos de uso exclusivo de centrais geradoras e consumidores livres, bem como, aquelas dedicadas à exposição/importação de energia elétrica não são objeto de transferência, conforme parágrafo 46 da Nota Técnica 32/2015-SRD. A proposta de inclusão do “§3º” assegura essa condição na minuta de resolução.</p>	Aceito	Aceito de acordo com a justificativa apresentada na contribuição. No entanto, será adotado o texto da contribuição nº 64 por ter sido considerado mais claro.
61.	Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 2º Inciso IV - as DIT identificadas como Linha de Distribuição – LD, com conexões de mais de uma distribuidora, devem ser incorporadas pela concessionária de distribuição definida em comum acordo entre as concessionárias envolvidas;</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 41)</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
62.	Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 2º Inciso V - as subestações identificadas como SE RBF que possuem transformadores de potência com tensões maiores ou iguais a 230 kV no primário e/ou terciário com tensão de DIT devem permanecer integralmente</p>	Parcialmente aceito	Vide contribuição nº 26.

		de propriedade das transmissoras; Justificativa (Contida na contribuição 41)		
63.	Grupo NEOENER GIA	<p>Inserir Art. 2º §3º - Não havendo o acordo entre as partes para as instalações de DIT de que trata o inciso II, devem ser incorporadas pelas concessionárias de distribuição que tenham a maior extensão da linha de distribuição dentro da sua área de concessão.</p> <p>Justificativa</p> <p>Não se estabelecendo acordo entre as distribuidoras para a definição da concessionária responsável pela incorporação da LD considerada DIT, que seja aplicado o critério de maior extensão da linha de distribuição dentro da área de concessão, considerado critério de maior perenidade.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
64.	RIMA INDUSTRI AL	<p>Inserir Art. 2º §3º - Não serão objeto de transferência as redes de transmissão em tensão inferior a 230kV de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo.</p> <p>Justificativa</p> <p>Conforme item 71 da Nota Técnica nº 0032/2015-SRD/ANEEL, de 02/06/2015, não é o espírito do regulador incorporar aos ativos das distribuidoras instalações pertencentes aos consumidores e aos geradores. Além disso, apesar da conexão da RIMA INDUSTRIAL S.A. não ser considerada uma DIT, por ser anterior à Resolução 67/2004, o item 46 da referida Nota Técnica coloca que: “Os dois primeiros tipos de DIT não têm, via de regra, interesse sistêmico para a distribuição e não fazem parte do escopo da atividade prevista no item 39 da Agenda Regulatória para o biênio 2014/2015. Dessa forma, a transferência ora proposta contempla apenas as instalações de transmissão descritas no inciso III, art. 4º, REN nº 67/2004, instalações essas caracterizadas por tensão de operação inferior a 230 kV”. De acordo com o definido no Processo 48.500.007238/2010-31, a RIMA INDUSTRIAL S.A., unidade de Capitão Enéas/MG, está conectada à Rede Básica através de uma Linha de Transmissão – LT de uso exclusivo à subestação de Montes Claros II, pertencente à CEMIG GT S.A., conforme</p>	Aceito	Vide contribuição nº 60.

		Resoluções ANEEL 166 e 433, ambas de 2000.		
--	--	--	--	--

Art. 3º O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é de 3 (três) anos contados a partir da data de publicação desta Resolução.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
65.	ABRADEE / Celesc	<p>Art. 3º - A distribuidora deverá previamente a incorporação das DIT elaborar laudo de avaliação com inventário da situação dos ativos das DIT atualmente em operação.</p> <p>Justificativa Abradee:</p> <p>A realidade das distribuidoras que deverão realizar a incorporação das DIT's é bastante diversa. O prazo previsto de 3 (três) anos não é adequado para várias distribuidoras. Outro aspecto que influencia o prazo a ser observado é o fato de várias distribuidoras estarem passando pelo processo de prorrogação das concessões. Neste processo, está previsto o estabelecimento de várias exigências de performance que deverão ser considerados no momento de apresentar um cronograma de transferência. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades e facilita também o processo de transferência por parte das transmissoras.</p> <p>Justificativa Celesc:</p> <p>O prazo previsto de 3 (três) anos não é adequado para várias distribuidoras. Outro aspecto que influencia o prazo a ser observado é o fato de várias distribuidoras estarem passando pelo processo de prorrogação das concessões. Neste processo, está previsto o estabelecimento de várias exigências de performance que deverão ser considerados no momento de apresentar um cronograma de transferência. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades e facilita também o processo de transferência por parte das transmissoras.</p>	Parcialmente aceito	A incorporação deve ser precedida da avaliação por empresa credenciada junto à ANEEL. No entanto, o laudo será contábil, e não avaliará as condições do ativo.

66.	ABRATE / ELETROSU L	<p>Art. 3º - As incorporações das DIT atualmente em operação poderão ocorrer dentro dos prazos das concessões das transmissoras e distribuidoras envolvidas.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e a contribuição 84)</p> <p>O estabelecimento de um prazo relativamente curto para a transferência de todas as DIT produziria um impacto importante no gerenciamento das atividades e adequações das distribuidoras (já envolvidas com o processo de prorrogação de suas concessões e o pagamento de indenizações) e das transmissoras (com súbita perda de arrecadação e já afetadas por este tipo de ônus quando da prorrogação das concessões pela MPv 579/2012). Parece-nos mais prudente que o processo de transferência de ativos ocorra de forma natural, atendendo aos interesses dos consumidores, distribuidoras e transmissoras na medida de suas necessidades e possibilidades.</p>	Não aceito	O prazo proposto é demasiadamente longo.
67.	AES Brasil	<p>Art. 3º - As incorporações das DIT atualmente em operação devem ter início até o próximo ciclo de revisão tarifária de cada distribuidora listada no Anexo e deverão ser concluídas em até 3 (três) anos contados a partir do seu início.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e inclusão do §2º)</p> <p>Caput do artigo 3º, § 1º e § 2º - A AES Brasil entende ser razoável o estabelecimento de prazo limite de início e término das incorporações dos ativos de DIT pelas distribuidoras. Tal previsão contribuirá para que, tanto as distribuidoras quanto as transmissoras, possam planejar as ações necessárias para viabilização da transferência dos ativos. Além disto, tal previsão mitigará eventual concentração de incorporações das DIT próximas ao prazo final estipulado no normativo e, por consequência, em riscos de não cumprimento do mesmo. A proposta da AES Brasil, de possibilitar o início de incorporação das DIT até o início da próxima revisão tarifária, visa minimizar os impactos financeiros para as distribuidoras, pois</p>	Não aceito	A postergação excessiva do início das incorporações (revisões tarifárias) incentiva o abandono dos ativos por parte das transmissoras. Adicionalmente, considerando a quantidade reduzida de ativos a transferir na nova proposta, consideram-se mitigados os problemas elencados na contribuição.

possibilitará melhor planejamento das atividades. Deve-se levar em consideração, inclusive, a existência de distribuidoras, como as do grupo AES Brasil, que perpassam por cenários de atendimento às metas estabelecidas no âmbito do Plano de Resultados ANEEL, e que, por conseguinte, estão comprometidas em diversas frentes/áreas para o atingimento das mencionadas metas. Neste sentido, tal proposta concede à distribuidora a oportunidade de viabilizar a incorporação das DIT de forma harmoniosa e sem comprometimento das ações já desencadeadas internamente. Releva-se, contudo, que a proposta da AES Brasil não restringirá a possibilidade das distribuidoras optarem pelo início do processo de incorporação desde a publicação do normativo, na ocasião em que a incorporação de determinados ativos seja identificada como estratégica para a prestação do serviço de distribuição. Por fim, sugere-se que as distribuidoras apresentem à ANEEL um plano de incorporação (em formato e conteúdo a ser definido pelo Regulador) em até 180 dias, oportunizando a Agência conhecer a lista de ativos a serem incorporados, com seus respectivos custos/despesas, e acompanhar o cronograma de incorporações. Não obstante, a sugestão da AES Brasil permite que as transmissoras possam planejar as ações de transferência dos ativos, contribuindo para o cumprimento da regulamentação. Adicionalmente, releva-se que, no processo de identificação dos ativos para fins de pagamento e de contabilização, faz-se imprescindível o levantamento físico dos ativos, cadastro físico nos sistemas técnicos/patrimonial e o cadastro contábil de acordo com Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. Não obstante a isto, para definição do valor de ressarcimento dos ativos, segundo estabelece a REH 758/2009, há ainda necessidade de se apurar, através de laudo técnico, o montante a ser indenizado à transmissora. Assim, considerando que tais atividades são essenciais para que o processo de incorporação atenda às regras vigentes, e que, como é de

		conhecimento, demandam custos relevantes, a proposta ora apresentada pela AES Brasil tem como finalidade esclarecer que as referidas despesas devem ser acrescidas na relação de custos que terão o seu devido reconhecimento tarifário.		
68.	Ampla Energia	<p>Art. 3º - As incorporações das DIT atualmente em operação ocorrer nas datas das Revisões Tarifárias das Distribuidoras destino</p> <p>Justificativa</p> <p>A sincronização dos prazos de incorporação com as Revisões Tarifárias das distribuidoras permitirá que não apenas as tarifas contabilizem os novos ativos, como os mesmos também poderão ser contabilizados nas perdas regulatórias, metas de indicadores de continuidade, acesso aos sistemas de distribuição, dentre outras questões que envolvem os ativos das distribuidoras.</p>	Aceito	A solução apresentada na contribuição afasta os problemas elencados. Apesar de apresentar riscos, entende-se que eles são controlados e mitigáveis.
69.	CEB Distribuição	<p>Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é de 5 (cinco) anos contados a partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>O prazo de 3 (três) anos é muito curto, considerando as dificuldades de aprovação de projeto e implementação das modificações nas subestações de propriedade das Transmissoras, além da transferência dos ativos, documentos técnicos, aquisição de equipamentos de reserva, treinamentos, adequações no SMF e outros. Deverá ser especificado como fica o caso dos equipamentos de uso compartilhado por mais de uma distribuidora (transformadores de instrumentos, serviços auxiliares CA e CC, banco de baterias, proteções diferenciais de barramento e de transformadores, falha de disjuntores).</p>	Não aceito	Vide contribuição 68.
70.	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é de 3 (três) anos para distribuidoras com contratos de concessão a vencer após 2017, e 6 (seis) anos para distribuidoras com contrato de concessão prorrogados entre 2015 e 2017, contados a	Não aceito	Vide contribuição nº 68.

		<p>partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>Haverá um acréscimo de custos operacionais sem contrapartida na tarifa, reduzindo com isso a margem EBITDA a partir da incorporação desses ativos, prevista para a partir de 2018. Isso porque no atual modelo de Revisão Tarifária, os custos operacionais regulatórios serão impactados somente pelo km de rede adicionado com as DIT's, mas sem reflexo da transferência de módulos de Subestações (SE's). Já com relação aos novos investimentos, da data prevista de recebimento dessas DIT's (2018) até a realização da Revisão Tarifária seguinte (no caso da CEEE-D, em outubro de 2021), acarretará em um descasamento no fluxo de caixa até o reconhecimento desses investimentos na tarifa. (Vide Anexo da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica).</p>		
71.	<p>CELG Geração e Transmissão</p>	<p>Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT, seja da Transmissora para a Distribuidora ou da Distribuidora para a Transmissora, atualmente em operação é de 3 (três) anos contados a partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>Princípio da oportunidade, em atendimento a REN 068/2004 e Nota Técnica nº 032/2015-SRD/ANEEL (itens 56, 57, 78 e 81), ou seja: no caso da CELG GT, os barramentos de fronteira, os disjuntores de Interligação de barramentos e os disjuntores conectados no barramento deverão retornar para a CELG GT.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 68.
72.	<p>CEMIG</p>	<p>Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é até o 2º ciclo tarifário contados a partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>A CEMIG entende que deve haver o reconhecimento dos custos da transferência e aumento das despesas com operação de manutenção – O&M dos ativos que forem incorporados e que o prazo sugerido de até dois ciclos para incorporação é razoável, tendo</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 68.

		em vista a necessidade das distribuidoras de atender aos critérios propostos Audiência Pública nº 038/2015 relativo aos indicadores de qualidade e econômico-financeiros.		
73.	Coelce	<p>Art. 3º - As incorporações das DIT atualmente em operação Resolução deverão ocorrer nas datas das Revisões Tarifárias das Distribuidoras destino.</p> <p>Justificativa</p> <p>A sincronização dos prazos de incorporação com as Revisões Tarifárias das distribuidoras permitirá que não apenas as tarifas contabilizem os novos ativos, como os mesmos também poderão ser contabilizados nas perdas regulatórias, metas de indicadores de continuidade, acesso aos sistemas de distribuição, dentre outras questões que envolvem os ativos das distribuidoras.</p>	Aceito	Vide contribuição nº 68.
74.	Furnas	<p>Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é de até 3 (três) anos contados a partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>Os casos menos complexos podem ser resolvidos entre a transmissora e a distribuidora em menos de 3 anos.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 68.
75.	CTEEP	<p>Art. 3º - As distribuidoras e as transmissoras deverão informar à ANEEL, conjuntamente, no prazo de até 3 (três) anos, contados da edição desta Resolução, os acordos que tenham sido celebrados até tal data, bem como correspondentes condições.</p> <p>Justificativa</p> <p>Os critérios propostos, nas Contribuições CTEEP, em especial no item II.1, definem as instalações, dentre as DIT, que têm, de fato, função de distribuição, como sendo aquelas radiais, para exclusivo atendimento ao mercado da distribuidora. Considerando a objetividade de tal critério, não há necessidade de se listar os ativos que seriam passíveis de transferências das Transmissoras às Distribuidoras. Cabendo aos Agentes identificá-las e promover a devida negociação.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

76.	DEMEI	<p>Art. 3º - O prazo para as incorporações das DIT atualmente em operação é no mínimo de 5 (anos) anos contados a partir da data de publicação desta Resolução. As excepcionais serão tratadas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.</p> <p>Justificativa</p> <p>A incorporação das DITs repercute em investimento significativo, frente ao histórico de investimentos do DMEI. O valor total das indenizações apresentados na NT 0032/2015 não está incluso os investimentos autorizados na REA 1734/2008 e, ao incluí-los no rol dos ativos a serem incorporados os valores totais de investimentos e indenizações passam para os valores de R\$ 11.723.407,25. Destaca-se, ainda, que uma parcela significativa dos ativos a serem incorporados se encontram 100% depreciados e necessitarão ser substituídos, requerendo novos investimentos.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 68.
77.	Energias do Brasil	<p>Art. 3º - A distribuidora deverá apresentar, no prazo de 12 (doze) meses, uma proposta de cronograma para a realização das incorporações das DIT relacionadas em Anexo, evidenciando as eventuais exceções constantes no inciso III do art. 2º.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 85 e 95)</p> <p>A transferência deve ser imediata, mas obedecendo as diferentes situações de cada empresa, inclusive para a adequação necessária de sua estrutura de operação e manutenção. Adicionalmente, é desejável concatenar, o quanto possível, com a data de revisão tarifária, de modo a mitigar os impactos da receita para a assunção das novas obrigações operacionais. Sendo assim, o prazo limite é a 2ª RTP a partir da publicação, uma vez que, em alguns casos, não haveria tempo hábil para a próxima RTP. As exceções de incorporação devem ser evidenciadas e justificadas pela distribuidora, conforme situações previstas no art. 2º, inciso III (subestações de fronteira). Após o prazo apontado pela distribuidora, devem ser levados a cabo os correspondentes</p>	Não aceito	As distribuidoras podem estabelecer os seus próprios cronogramas, sem precisar do aval da ANEEL.

		efeitos econômicos da efetiva transferência.		
78.	Light	<p>Art. 3º - A distribuidora deverá previamente a incorporação das DIT elaborar laudo de avaliação com inventário da situação dos ativos das DIT atualmente em operação.</p> <p>§1º - O laudo de avaliação deverá apontar detalhadamente a condição de equipamentos e instalações e não conformidades de natureza técnica, patrimonial, fundiária, socioambiental, dívidas e ônus de qualquer natureza que impliquem na transferência de obrigações ou riscos para a operação segura, ressalvado o que dispõe o Art. 8º, considerando os seguintes prazos:</p> <p>I – A distribuidora terá 12 meses contados da publicação desta Resolução para elaborar o laudo de avaliação.</p> <p>II – O laudo será apresentado à Transmissora que poderá aceitar ou apresentar contrarrazões à distribuidora em até 30 dias.</p> <p>III – Caso não haja consenso entre as partes quanto às não conformidades para a incorporação, a distribuidora deverá encaminhar à ANEEL, em até 30 dias do recebimento da resposta da Transmissora, os pontos de divergência para manifestação da Agência.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3 e 5)</p> <p>É fundamental em qualquer processo de incorporação de ativos conhecer previamente a real condição dos mesmos, assim a elaboração de laudo de avaliação por empresa especializada é condição fundamental para assegurar o conhecimento prévio pela distribuidora. Além disso, na eventual presença de passivos ou ônus pré-existentes, que tenham o poder de onerar e transferir responsabilidades para as distribuidoras, a norma deve prever mecanismo de proteção a quem pretende incorporar. Não se pode admitir via norma a assunção de riscos e ônus pelas distribuidoras os quais não deram causa, não sendo, assim, razoável admitir a incorporação</p>	Parcialmente aceito	Vide contribuição nº 65.

		<p>das DIT quando se verificarem tal condição. Esses passivos ou ônus são, em muitos casos, de difícil mensuração podem tornar imprecisa a avaliação prévia do real risco ou impacto financeiro que podem oferecer no curto prazo. Dada a necessidade de avaliação detalhada da real condição dos ativos das DIT em condições de serem incorporados é necessário elaborar laudo de avaliação detalhado, que exigirá contratação de empresas especializadas e serviços não recorrentes da atividade de distribuição. Tendo em vista a impotência do laudo de avaliação, para assegurar às adequadas condições de transferências dos ativos, é, também, necessário que os custos para sua elaboração sejam posteriormente, no momento do reajuste tarifário subsequente à incorporação, recuperados por meio de componente financeiro nas tarifas da distribuidora.</p>		
79.	Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 3º - A distribuidora deverá apresentar no prazo de 12 (doze) meses uma proposta de cronograma para a realização das incorporações das DIT atualmente em operação.</p> <p>Justificativa</p> <p>A realidade das distribuidoras que deverão realizar a incorporação das DIT é bastante diversa. O prazo previsto de 3 (três) anos não é adequado para várias distribuidoras. Outro aspecto que influencia o prazo a ser observado é o fato de várias distribuidoras estarem passando pelo processo de prorrogação das concessões. Neste processo, está previsto o estabelecimento de várias exigências de performance que deverão ser considerados no momento de apresentar um cronograma de transferência. Além disso, a elaboração de um cronograma de incorporação das DIT é muito importante para o controle e acompanhamento das atividades e para o planejamento e contratação do MUST. O MUST é contratado anualmente para o período de quatro anos a frente, como a incorporação das DIT irá alterar o valor contratado em alguns pontos, é necessário o conhecimento prévio das datas previstas para a incorporação para que a</p>	Não aceito	A distribuidora deve iniciar a incorporação após a publicação da resolução, sem apresentar seu planejamento interno.

		contratação do MUST contemple esta mudança. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades e facilita também o processo de transferência por parte das transmissoras.		
--	--	--	--	--

Parágrafo Único. A partir da incorporação ou do vencimento do prazo estabelecido no *caput*, o que ocorrer primeiro:

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
80.	ABRATE / ELETROSUL	Art. 3º Parágrafo Único - A partir da incorporação Justificativa (Contida na contribuição 70)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
81.	Energias do Brasil	Art. 3º Parágrafo Único - A conclusão das incorporações deverá ocorrer até a segunda revisão tarifária periódica da distribuidora contada a partir da data de publicação desta Resolução. Justificativa (Contida na contribuição 81)	Não aceito	O prazo é demasiadamente longo considerando a quantidade reduzida de instalações a incorporar na nova proposta.

I – as distribuidoras passarão a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações; e

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
Sem Contribuições.				

II – as transmissoras deixarão de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT em operação.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
82.	Furnas	Art. 3º inciso II - as transmissoras deixarão de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT em operação, referentes a eventuais retorno e recuperação do capital investido no ativo e da redução de custos associados à manutenção dos mesmos. Justificativa A devida indenização dos ativos justifica a retirada	Não aceito	Não há previsão contratual.

	<p>integral das parcelas da RAP referentes ao retorno e à recuperação do capital investido no ativo. No entanto, quando se analisa as parcelas ou as RAP's específicas de AO&M fica evidente que a retirada completa das mesmas, como proposta na minuta é inaplicável, visto que apenas os custos de manutenção guardam uma relação direta com o ativo transferido, enquanto os custos de administração e os custos de operação não serão totalmente reduzidos ou eliminados com a transferência. Este fato é inconteste, não ficou conclusivamente equacionado e requer aprofundamento para sua aplicação. Agrega-se ao problema da retirada integral da RAP outro aspecto a ser levado em consideração: o estabelecimento inicial da receita foi feito através de um processo de Benchmarking, voltado à identificação da eficiência das empresas, levando em conta economia de escala, e um posterior rateio da receita total requerida através do VNR de cada instalação. Com a transferência haverá perda de economia de escala, uma vez que não há garantia da redução de custos de administração e de operação principalmente quando em uma unidade operativa apenas parte do ativo é transferido. Com isso, da forma que está sendo proposto, haverá perda de eficiência nas empresas quando forem mensuradas pelos mesmos critérios que estabeleceram a atual receita. FURNAS solicita que toda essa intenção seja revisitada para reconsideração.</p>		
--	--	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
83.	ABRADEE	<p>Inserir Art. 3º §2º - O laudo de avaliação deverá apontar detalhadamente a condição de equipamentos e instalações e não conformidades de natureza técnica, patrimonial, fundiária, sócio-ambiental, dívidas e ônus de qualquer natureza que impliquem na transferência de obrigações ou riscos para a operação segura, ressalvado o que dispõe o Art. 8º, considerando os seguintes prazos: I – A distribuidora terá 12 meses contados da publicação desta Resolução para elaborar o laudo de avaliação.</p>	Parcialmente aceito	Vide contribuição nº 65.

		<p>II – O laudo será apresentado à Transmissora que poderá aceitar ou apresentar contrarrazões à distribuidora em até 30 dias.</p> <p>III – Caso não haja consenso entre as partes quanto às não conformidades para a incorporação, a distribuidora deverá encaminhar à ANEEL, em até 30 dias do recebimento da resposta da Transmissora, os pontos de divergência para manifestação da Agência.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>		
84.	ABRADEE / Celesc / Light	<p>Inserir Art. 3º §3º - A Transmissora deve assegurar livre acesso às instalações e documentação das DIT para que a Distribuidora ou seus representantes autorizados possam executar as atividades de vistoria para a elaboração do laudo de avaliação que trata o caput.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Aceito	Vide contribuição nº 58.
85.	AES Brasil	<p>Inserir §2º. As distribuidoras deverão apresentar para a aprovação da ANEEL, em até 180 dias contados da data de publicação desta Resolução, um plano de incorporação das DIT contendo, no mínimo:</p> <p>a) A estimativa de início da incorporação;</p> <p>b) A identificação dos ativos a serem incorporados e os montantes de indenização a serem pagos à transmissora;</p> <p>c) custos para o levantamento físico dos ativos, cadastro físico nos sistemas técnicos/patrimonial e o cadastro contábil de acordo com Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE; e</p> <p>d) Os prazos e custos para adequação das DIT, do SMF e dos contratos de uso e conexão.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 77.
86.	AES Brasil	<p>Inserir Art. 3º §3º - Caso o próximo ciclo de revisão tarifária da distribuidora listada no Anexo se inicie antes do prazo mencionado no § 1º, o início das incorporações de que trata o caput será postergado por 60 dias, a contar da entrega do plano de incorporação das DIT.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	A incorporação deve-se iniciar após o publicação da Resolução.
87.	Celesc Distribuição	<p>Inserir Art. 3º §2º - O laudo de avaliação deverá apontar detalhadamente a condição de equipamentos e instalações e não conformidades de natureza técnica,</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 65.

		<p>patrimonial, fundiária, sócio-ambiental, dívidas e ônus de qualquer natureza que impliquem na transferência de obrigações ou riscos para a operação segura, ressalvado o que dispõe o Art. 8º, considerando os seguintes prazos:</p> <p>I – A distribuidora terá 12 meses contados da publicação desta Resolução para elaborar o laudo de avaliação.</p> <p>II – O laudo será apresentado à Transmissora que poderá aceitar ou apresentar contrarrazões à distribuidora em até 90 dias.</p> <p>III – Caso não haja consenso entre as partes quanto às não conformidades para a incorporação, a distribuidora deverá encaminhar à ANEEL, em até 90 dias do recebimento da resposta da Transmissora, os pontos de divergência para manifestação da Agência.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>É fundamental em qualquer processo de incorporação de ativos conhecer previamente a real condição dos mesmos, assim a elaboração de laudo de avaliação por empresa especializada é condição fundamental para assegurar o conhecimento prévio pela distribuidora. Além disso, na eventual presença de passivos ou ônus pré-existentes, que tenham o poder de onerar e transferir responsabilidades para as distribuidoras, a norma deve prever mecanismo de proteção a quem pretende incorporar. Esses passivos ou ônus são, em muitos casos, de difícil mensuração podem tornar imprecisa a avaliação prévia do real risco ou impacto financeiro que podem oferecer no curto prazo</p>		
88.	Celesc Distribuição	<p>Inserir Art. 3º §4º - A conclusão das incorporações deverá ocorrer até o início do segundo ciclo de revisão tarifária, contados a partir da data de publicação desta Resolução</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 69.
89.	CELG Geração e Transmissão	<p>III – nos casos em que as transmissoras receberão os barramentos de fronteira, os disjuntores de IB e os disjuntores conectados</p>	Não aceito	Não serão propostas transferências nas SE RBF.

		<p>nos barramentos de fronteira as transmissoras passarão a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações, com o devido acréscimo de RAP.</p> <p>Justificativa</p> <p>Princípio da oportunidade, em atendimento a REN 068/2004 e Nota Técnica nº 032/2015-SRD/ANEEL (itens 56, 57, 78 e 81), ou seja: no caso da CELG GT, os barramentos de fronteira, os disjuntores de Interligação de barramentos e os disjuntores conectados no barramento deverão retornar para a CELG GT</p>		
90.	CHESF	<p>Inserir Art. 3º §2º - A efetiva incorporação das DIT dar-se-á a partir da assinatura do Termo de Recebimento de Instalações devidamente formalizado entre as empresas envolvidas, o qual deverá ser encaminhado a ANEEL para homologação conforme regulamentação vigente.</p> <p>Justificativa</p> <p>Necessidade de formalização da efetiva incorporação das DIT pela(s) distribuidora(s) via Termo de Recebimento de Instalações. Este parágrafo se faz necessário para a homologação da incorporação, o início da responsabilidade de operação e manutenção pela distribuidora e os ajustes nas parcelas de Receita Anual Permitida – RAP.</p>	Parcialmente aceito	De fato há necessidade de formalizar a efetiva incorporação da DIT, mas, com a nova proposta, a formalização ocorrerá na revisão tarifária da distribuidora.
91.	Energias do Brasil	<p>Inserir Art. 3º §2º - A partir da incorporação ou do vencimento do prazo estabelecido no cronograma da distribuidora, o que ocorrer primeiro:</p> <p>I – as distribuidoras passarão a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações; e</p> <p>II – as transmissoras deixarão de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT relacionadas em Anexo que serão incorporadas à receita da distribuidora nos termos do art. 7º.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 81)</p>	Não aceito	Não há, no contexto do contrato de concessão e das regras vigentes, possibilidade de se revisar a Parcela B (custos operacionais, dentre outros) no processo ordinário de reajuste. Entende-se que a distribuidora possui condições para gerir no ciclo tarifário a melhor estratégia para incorporar estes ativos, como já é feito

				para seu plano de investimentos na distribuição (PDD).
92.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 3º §2º - A incorporação realizada pelo vencimento do prazo estabelecido no caput será realizada sem o pagamento da indenização respectiva, caso ainda não estejam definidos os valores a serem abatidos da indenização a ser paga pela distribuidora à transmissora, nos termos do art. 6º.</p> <p>Justificativa</p> <p>A definição dos valores em conclusão à auditoria pode não ser finalizada antes da operação do prazo estabelecido na resolução, devendo estar prevista regra prévia para essa hipótese. A ausência de definição dos valores a serem abatidos da indenização devida pela distribuidora à transmissora não obstará a transferência, contudo, deverá ser garantido que a transferência poderá ser realizada sem a respectiva efetivação do pagamento da indenização, caso haja discussão dos valores correspondentes às pendências.</p>	Não aceito	A proposta é muito prejudicial às transmissoras.
93.	FECOERGS	<p>Inserir Art. 3º §2º - Comprovados investimentos e ainda não totalmente amortizados, feitos para conexão na Rede Básica, a alteração dos valores tarifários do Contrato de Transmissão, para Contrato de Distribuição somente se dará após totalmente amortizados os investimentos.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta proposta vai ao encontro da modicidade tarifária, evitando aumento tarifário, imediato, aos consumidores das distribuidoras conectadas nas instalações que serão transferidas.</p>	Não aceito	A contribuição não apresentou fatos e dados concretos que embasem a tese de que a modicidade tarifária seria afetada, sendo apenas um texto retórico.
94.	Light	<p>Inserir Art. 3º §3º - Os custos relacionaxdos à elaboração do laudo de avaliação serão ressarcidos no âmbito do processo de reajuste tarifário de cada agente subsequente à conclusão do processo de incorporação.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	Não se justifica a adoção de procedimentos extraordinários para a nova proposta.
95.	Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir §2º - A conclusão das incorporações deverá ocorrer até o segundo ciclo de revisão</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 88.

	<p>tarifária contados a partir da data de publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>A realidade das distribuidoras que deverão realizar a incorporação das DIT é bastante diversa. O prazo previsto de 3 (três) anos não é adequado para várias distribuidoras. Outro aspecto que influencia o prazo a ser observado é o fato de várias distribuidoras estarem passando pelo processo de prorrogação das concessões. Neste processo, está previsto o estabelecimento de várias exigências de performance que deverão ser considerados no momento de apresentar um cronograma de transferência. Além disso, a elaboração de um cronograma de incorporação das DIT é muito importante para o controle e acompanhamento das atividades e para o planejamento e contratação do MUST. O MUST é contratado anualmente para o período de quatro anos a frente, como a incorporação das DIT irá alterar o valor contratado em alguns pontos, é necessário o conhecimento prévio das datas previstas para a incorporação para que a contratação do MUST contemple esta mudança. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades e facilita também o processo de transferência por parte das transmissoras.</p>		
--	---	--	--

Art. 4º As transmissoras autorizadas a realizar reforços nas DIT listadas no Anexo devem executá-los, obedecendo aos prazos definidos nas respectivas autorizações.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
96.	CHESF	<p>Art. 4º - As transmissoras autorizadas a realizar reforços e melhorias nas DIT listadas no Anexo devem executá-los, obedecendo aos prazos definidos nas respectivas autorizações.</p> <p>§1º - As distribuidoras listadas no Anexo devem participar do comissionamento dos reforços e das melhorias a que se refere o caput.</p> <p>§2º - Imediatamente após o comissionamento do reforço e da melhoria, as instalações objeto</p>	Aceito	<p>Será referência incluso às melhorias.</p>

		<p>do reforço e da melhoria devem ser incorporadas, pelas distribuidoras conforme as regras definidas no art. 2º desta Resolução, a partir de quando passarão a se responsabilizar pela sua operação e manutenção.</p> <p>Justificativa</p> <p>Faz-se necessário incluir as melhorias para realização pelas transmissoras, obedecendo os prazos definidos nas respectivas resoluções, e participação das distribuidoras durante seu comissionamento.</p>		
97.	ABRATE / ELETROSUL	<p>Art. 4º - Nos casos de reforços já autorizados, nas DIT listadas no Anexo, as transmissoras devem executá-los, obedecendo aos prazos definidos nas respectivas autorizações.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3 e 5)</p> <p>Como exposto acima, a transferência de ativos deveria se dar de forma consensual. Desta forma, as disposições do art. 4º levariam em conta as alterações propostas acima. Assim, as transmissoras executariam os reforços já autorizados, nos prazos previstos e as instalações poderiam ser eventualmente transferidas para a distribuidoras. Neste caso, previamente a incorporação, a distribuidora pagaria a indenização e a partir da efetiva transferência dos ativos se responsabilizaria pela operação.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
98.	CTEEP	<p>Art. 4º - As transmissoras autorizadas a realizar reforços em eventuais ativos que sejam objeto de acordo para transferência às Distribuidoras, na forma prevista no Art. 2º desta Resolução, poderão, concomitante à transferência, repassar tais obras a estas, que assumirão, perante a ANEEL, a responsabilidade pela conclusão de tais instalações, cujo reconhecimento tarifário se dará na forma da regulamentação.</p> <p>Justificativa</p> <p>Uma vez que a transferência de instalações entre transmissoras e distribuidoras se daria de forma comercial, havendo autorizações para obras nas correspondentes instalações, não faria sentido que seguissem as transmissórias com a responsabilidade sobre estas. Assim, é importante que a ANEEL reconheça a possibilidade dessa transferência de responsabilidade, adotando as providências regulatórias cabíveis para formalizar</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		essa nova situação.		
--	--	---------------------	--	--

§1º As distribuidoras listadas no Anexo devem participar do comissionamento dos reforços a que se refere o *caput*.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
99.	ABRADEE / Grupo NEOENERGIA / Celesc	Art. 4º §1º - As distribuidoras listadas no Anexo devem participar do comissionamento dos reforços a que se refere o <i>caput</i> e em caso de reprovação deste comissionamento, cabe à transmissora sanar qualquer pendência previamente à transferência do ativo. Justificativa Se mantivesse a redação proposta, poderia haver a impressão que bastaria a Distribuidora acompanhar o comissionamento, mas em caso de necessidades de adequação não ficava claro de quem seria a responsabilidade. Mantendo a redação proposta na minuta de Resolução, poderia dar a impressão que bastaria a Distribuidora acompanhar o comissionamento, mas em caso de necessidades de adequação não ficava claro de quem seria a responsabilidade.	Não aceito	No caso de pendências, o comissionamento não é realizado.
100.	ABRATE / ELETROSUL	Art. 4º §1º - As distribuidoras listadas no Anexo poderão participar do comissionamento dos reforços a que se refere o <i>caput</i> . Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

§2º Imediatamente após o comissionamento do reforço, as instalações objeto do reforço devem ser incorporadas pelas distribuidoras conforme as regras definidas no art. 2º desta Resolução, a partir de quando passarão a se responsabilizar pela sua operação e manutenção.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
101.	ABRATE / ELETROSUL	Art. 4º §2º - após o comissionamento do reforço, as instalações objeto do reforço poderão ser incorporadas pelas distribuidoras conforme as regras definidas no art. 2º desta Resolução e a partir da transferência passarão a se responsabilizar pela sua operação e manutenção. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
102.	Celesc Distribuição	Art. 4º §2º - Imediatamente após o comissionamento do reforço, as instalações objeto do reforço devem ser incorporadas pelas distribuidoras conforme as regras definidas nos art.	Não aceito	O texto original é suficiente.

		2º e 3º desta Resolução, a partir de quando passarão a se responsabilizar pela sua operação e manutenção.		
--	--	---	--	--

§3º Previamente à incorporação definida no §2º, a distribuidora deve realizar indenização à transmissora nos termos do art. 6º.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
Sem contribuições.				

§4º As transmissoras não farão jus ao recebimento de Receita Anual Permitida – RAP associada aos reforços a que se refere o *caput*.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
103.	ABRATE / ELETROSUL	Art. 4º §4º - As transmissoras não farão jus ao recebimento de Receita Anual Permitida – RAP associada aos reforços a que se refere o <i>caput</i> , no caso de se efetivar a transferência. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
104.	Furnas	Art. 4º §4º - As transmissoras farão jus ao recebimento de Receita Anual Permitida – RAP associada aos reforços a que se refere o <i>caput</i> , até a data da efetiva transferência dos referidos ativos, bem como o recebimento das respectivas indenizações. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3 e 5) A proposta tem objetivo de minimizar riscos na apuração dos investimentos prudentes praticados pela transmissora que perderá a propriedade do ativo, permitir que a execução dos reforços ocorra dentro dos padrões das distribuidoras, além de evitar custos decorrentes do processo de apuração das indenizações.	Não aceito	Não se vê razão para o recebimento de RAP referente a uma instalação que não é de propriedade da transmissora.

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
105.	CELG Geração e Transmissão	Inserir Art. 4º §5º - No caso de a transmissora receber os reforços, a mesma fará jus ao recebimento de Receita Anual Permitida – RAP	Não aceito	Vide contribuição nº 2.

		<p>associada aos reforços a que se refere.</p> <p>Justificativa</p> <p>O anexo não contempla a realidade e está em desacordo com a proposta da ANEEL, no caso da CELG GT, entendemos que os reforços constantes no anexo devem ficar com a Transmissora, além de todos os barramentos de fronteira, IB e disjuntores conectados na barra de fronteira de todas as subestações RBF devem compor a base da transmissora. Atendimento a REN 068/2004.</p>		
106.	CEMIG	<p>Inserir Art. 4º - As transmissoras autorizadas a realizar reforços nas SE DIT listadas no Anexo devem executá-los, obedecendo aos prazos definidos nas respectivas autorizações.</p> <p>§5º - As distribuidoras listadas no Anexo devem participar do comissionamento dos reforços a que se refere o caput, sendo os custos dos serviços de comissionamento incorporados no seu investimento.</p> <p>Justificativa</p> <p>A distribuidora não pode ser onerada pela realização de serviços não programados e custos não previstos no ciclo tarifário sem ter uma contrapartida. O que se pede aqui é que os custos do serviço de comissionamento sejam reconhecidos. Além disso, entende-se que deve ser reconhecido também os custos de indenização destes investimentos à transmissora, como no caso de ampliações.</p>	Não aceito	A atividade já tem cobertura tarifária.
107.	CHESF	<p>Inserir Art. 4º §5º - Os reforços e melhorias autorizados e cujos processos para implantação não foram iniciados pela transmissora, poderão ser realizados pela distribuidora.</p> <p>Justificativa</p> <p>Para os reforços e melhorias não iniciados pela Transmissora, é de interesse tanto da transmissora quanto da distribuidora que possam ser acordadas sua execução objetivando agilidade em atendimento aos usuários do Sistema de distribuição.</p>	Aceito	Mediante solicitação da transmissora ou distribuidora, a melhoria ou reforço poderá ser realizado pela distribuidora.
108.	CHESF	<p>Inserir Art. 4º inciso I - As concessionárias de transmissão deverão informar à ANEEL os reforços constantes em resoluções autorizativas e as melhorias constantes nos Planos de Modernização de Instalações, elaborados pelo ONS, que serão executados pela distribuidora.</p> <p>Justificativa</p> <p>Neste sentido, é necessário que sejam informados</p>	Aceito	A ANEEL deverá ser comunicada para avaliar a revogação do ato autorizativo em favor da transmissora.

		ao agente regulador quais reforços e melhorias foram acordados para execução pela distribuidora, bem como a realização, por essa agência, de ações para retificar os respectivos atos autorizativos.		
109.	CHESF	Inserir Art. 4º inciso II - Os reforços e melhorias planejados deverão ser reavaliados pela ANEEL no sentido de identificar qual é a melhor alternativa para as distribuidoras. Justificativa Para os reforços e melhorias planejados, com ato autorizativo ainda não publicado, necessita que sejam também reavaliados por essa agência com o objetivo de identificar a melhor alternativa para atendimento aos usuários do sistema de distribuição	Não aceito	Os reforços e melhoria são determinações do planejamento centralizado, não cabendo à ANEEL avaliar a sua conveniência.
110.	CHESF	Inserir Art. 4º inciso III - os reforços e melhorias cujo a conclusão da implantação ultrapasse o prazo estabelecido no Art.3º deverão ser tratados pela ANEEL com a transmissora e distribuidora envolvida. Justificativa É necessário um tratamento por essa agência para os reforços e melhorias implantados pela transmissora que tenham seu prazo de execução além do prazo de incorporação disposto no Art. 3º preservando o a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Nesse caso, sugere-se que distribuidora deva realizar indenização à transmissora nos termos do art. 6º.	Não aceito	Esses casos estão tratados na minuta de REN.
111.	Furnas	Inserir Art. 4º §5º - Os reforços nas DIT listadas no Anexo, com prazos de início posteriores as publicações dessa resolução terão sua autorização automaticamente redirecionada para as Distribuidoras. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	A sugestão prejudica as transmissoras que já tenham iniciado as obras referente ao reforço ou melhoria já autorizados e que não tenham entrado em operação ainda.

Art. 5º Para as incorporações de que trata esta Resolução, as distribuidoras não podem exigir a adequação dos ativos aos padrões técnicos por ela utilizados, tampouco faz jus ao recebimento por atividades de estudo, fiscalização, vistoria ou comissionamento.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
112.	ABRADEE / Grupo NEOENER	Art. 5º - As incorporações de que trata esta Resolução, ficam condicionadas a	Não aceito	As transmissoras devem ser

	GIA / Light	<p>regularização integral pela transmissora das não conformidades apontadas no laudo de avaliação aceito pelas partes ou determinado pela ANEEL conforme art. 3º.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3 e 5)</p> <p>É fundamental em qualquer processo de incorporação de ativos conhecer previamente a real condição dos mesmos, assim a elaboração de laudo de avaliação por empresa especializada é condição fundamental para assegurar o conhecimento prévio pela distribuidora. Além disso, na eventual presença de passivos ou ônus pré-existentes, que tenham o poder de onerar e transferir responsabilidades para as distribuidoras, a norma deve prever mecanismo de proteção a quem pretende incorporar. Não se pode admitir via norma a assunção de riscos e ônus pelas distribuidoras os quais não deu causa, não sendo, assim, razoável admitir a incorporação das DIT quando se verificarem tal condição. Esses passivos ou ônus são, em muitos casos, de difícil mensuração podem tornar imprecisa a avaliação prévia do real risco ou impacto financeiro que podem oferecer no curto prazo.</p>		<p>incentivadas a sanar as irregularidades, e não protelar as transferências em decorrência delas. A contribuição não estimula a regularização e constitui-se um óbice às transferências.</p>
113.	Celesc Distribuição	<p>Art. 5º - A partir da incorporação:</p> <p>I – as distribuidoras passarão a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações; e</p> <p>II – as transmissoras deixarão de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT em operação.</p>	Não se aplica	Proposta já contemplada.
114.	CEMIG	<p>Art. 5º - Para as incorporações de que trata esta Resolução, as distribuidoras devem identificar a adequação dos ativos aos padrões técnicos por ela utilizados.</p> <p>Justificativa</p> <p>A distribuidora deverá identificar as adequações necessárias para inseri-las no PDD.</p>	Não aceito	A distribuidora já é livre para fazê-lo, sem a necessidade de isso estar disposto nesta REN.

115.	CTEEP	Exclusão do Art. 5º. Justificativa Tais condições seriam tratadas no processo negocial, não havendo necessidade de regulamentação.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
116.	Energias do Brasil	Art. 5º - Para as incorporações de que trata esta Resolução, as distribuidoras não podem exigir a adequação dos ativos aos padrões técnicos por ela utilizados, tampouco faz jus ao recebimento por atividades de estudo, inventário, fiscalização, vistoria ou comissionamento, com exceção dos casos nos quais os ativos se encontrarem divergentes daqueles especificados no projeto original que originou a Receita Anual Permitida - RAP. Justificativa Nos casos de comprovado desvio das instalações com relação ao projeto que originou a receita da transmissora detentora desse ativo, deverão motivar a regularização da situação em campo, além do ressarcimento à distribuidora pelo trabalho de inventário e readequação.	Não aceito	A adequação é de responsabilidade da distribuidora.

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
117.	ELEKTRO	Inserir Art. 5º Parágrafo Único - A incorporação estabelecida no caput não isenta ou transfere a responsabilidade penal decorrente de fatos, atos e/ou condições dos ativos antes da data de sua transferência, ainda que conhecidas somente após a efetivação da incorporação. Justificativa A responsabilidade penal/criminal decorrente de fatos e/ou atos praticados anteriormente à incorporação dos ativos deve permanecer com a transmissora e seus respectivos administradores, uma vez que a natureza dessa responsabilidade é atribuível somente àquele que o pratica, não podendo ser transigido. Em muitas hipóteses, especialmente no âmbito do direito ambiental, podem levar não só às penalidades pecuniárias, mas também restritivas de direitos personalíssimos,	Aceito	Será incluída a disposição reconhecendo a responsabilidade das transmissoras por ônus pré-existentes. Tal solução, mais genérica, substituirá a inicialmente proposta por ser mais simples e incentivar o acordo entre as partes.

		tanto da empresa, quanto de seus administradores, devendo estar excluída expressamente da transferência. Não poderia a distribuidora incorporadora, bem como seus administradores assumirem a responsabilidade penal por ato praticado por outrem, ainda que revelado somente após a assunção dos ativos		
118.	ABRADEE / Grupo NEOENERGIA	Inserir Art. 5º §1º - Após a regularização das não conformidades pela Transmissora, a Distribuidora terá 90 dias, contados do aceite integral, para informar à ANEEL o cronograma de incorporação das DIT. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 112.
119.	ABRADEE / Grupo NEOENERGIA / Light	Inserir Art. 5º §2º - A partir da incorporação das DIT prevista no Art. 2º: I – as distribuidoras passarão a se responsabilizar pela operação e manutenção das instalações; e II – as transmissoras deixarão de fazer jus às parcelas de Receita Anual Permitida – RAP associadas às DIT em operação. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 112.

Art. 6º A incorporação das DIT deve ser precedida de pagamento de indenização pela distribuidora à transmissora.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
120.	Ampla Energia / Coelce	Art. 6º - A incorporação das DIT deve ser precedida da assinatura de Acordo de pagamento de indenização pela distribuidora à transmissora. Justificativa Esta alteração é uma preparação para a possibilidade de pagamento parcelado da indenização em questão.	Não aceito	O pagamento deve se dar na forma prevista no regulamento.
121.	CEB Distribuição	Art. 6º - A incorporação das DIT deve ser precedida do repasse total desses custos nos processos de Reposicionamento Tarifário das Distribuidoras, após o que, serão feitos os pagamentos de indenização pela distribuidora à transmissora. Justificativa O objetivo é garantir que os custos dessa incorporação não irão prejudicar ainda mais a situação financeira das distribuidoras.	Não aceito	No caso de desequilíbrio financeiro, há possibilidade de a distribuidora solicitar a revisão tarifária extraordinária.
122.	CEMIG	Art. 6º - Na incorporação da SE DIT deve ser estabelecido um cronograma de pagamento de indenização pela distribuidora à transmissora, a ser validado pela ANEEL.	Não aceito	A ANEEL não validará cronogramas.

		<p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>Não se considerou aqui a situação atual das distribuidoras, que passam por situação financeira delicada. Nesse caso, mesmo despesas percentualmente pequenas representam desembolsos significativos que podem ser difíceis de absorver. Por esse motivo, propõe-se que seja estabelecido um cronograma para a indenização dos ativos transferidos.</p>		
123.	CTEEP	<p>Art. 6º - A incorporação dos ativos definidos no Art. 2º desta Resolução deve ser precedida de pagamento de indenização pela distribuidora à transmissora, na forma acordada entre estas.</p> <p>Parágrafo único - Na determinação dos valores de indenização, deve ser observado critério justo de avaliação e a preservação do equilíbrio econômico financeiro dos Contratos de Concessão, calculado com base no valor presente da diferença de valor econômico da transmissora derivado da transferência realizada, conforme metodologia do fluxo de caixa descontado.</p> <p>Justificativa</p> <p>Redação decorrente da condição negocial da transferência, ora proposta. De outra forma, cabe destacar que qualquer medida por meio da qual se pretenda determinar a transferência compulsória das DIT, há que se observar um critério justo de avaliação e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro, mediante pagamento prévio e em dinheiro da devida compensação, conforme amplamente demonstrado nas Contribuições CTEEP, em especial nos itens III.5 e em todo o item IV.</p>	Não aceito	A transmissora não faz jus a lucros cessantes.
124.	ELEKTRO	<p>Art. 6º - A incorporação das DIT deve ser precedida preferencialmente de pagamento de indenização pela distribuidora à transmissora.</p> <p>§1º - Para as DIT não depreciadas integralmente, a indenização é igual à parcela não depreciada do investimento, calculada com base no Banco de Preços de Referência da ANEEL homologado na Resolução Homologatória nº 758/2009, respeitado o parágrafo terceiro deste artigo.</p> <p>Justificativa</p> <p>Na linha já explicitada a acima, deve haver a previsão de glosa do pagamento da indenização nos termos apurados em auditoria externa, na forma sugerida no art. 2º acima.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 92.

125.	TAESA	<p>Inserir Art. 6º - A incorporação das DIT deve ser precedida de pagamento de indenização à vista pela distribuidora à transmissora.</p> <p>Parágrafo Único - A transferência das DITs somente ocorrerá após a validação prévia, pela Transmissora, dos valores indenizatórios estipulados pela ANEEL.</p> <p>Justificativa</p> <p>A TAESA sugere que a ANEEL consulte previamente os agentes sobre os valores estimados, antes que seja formalizado um valor indenizatório e que o pagamento seja feito em uma única parcela e à vista. Eventuais atualizações monetárias deverão incidir sobre o valor objeto da indenização até a data do recebimento. A consulta prévia se faz necessária para que a Concessionária de Transmissão possa avaliar se o valor estipulado está condizente com o cálculo de reajuste da receita que, por sua vez, conterà uma série de fatores que poderão influenciar no valor final da indenização como, por exemplo, prazo de depreciação, valor residual dos ativos, etc. Esta validação prévia dos valores de indenização visa manter o eventual processo de equilíbrio econômico-financeiro, condição constante no contrato de concessão.</p>	Não aceito	O valor a ser indenizado será definido conforme metodologia do PRORET, e não pela transmissora.
------	-------	--	------------	---

§1º Para as DIT não depreciadas integralmente, a indenização é igual à parcela não depreciada do investimento, calculada com base no Banco de Preços de Referência da ANEEL homologado na Resolução Homologatória nº 758/2009.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
126.	ABRATE / ELETROSUL	<p>Art. 6º §1º - Para as DIT não depreciadas integralmente, a indenização é igual à parcela não depreciada do investimento, calculada com base avaliação dos ativos de acordo com o Submódulo 9.1 do PRORET.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>O Banco de Preços de referência da ANEEL não reflete a realidade, notadamente para instalações com tensão de até 138 kV. Assim, utilizando-se os critérios do Submódulo 9.1. do PRORET, seriam avaliados os investimentos prudentes, considerando a ANEEL as condições de compra e logística da concessionária, adotando-se uma faixa de tolerância, dentro da qual uma instalação de</p>	Aceito	Avalia-se como oportuna a ideia de que as transmissoras sejam indenizadas com base no Submódulo 9.1 do PRORET. Isso porque essa é a regra vigente de remuneração dos ativos de transmissão, com base na qual as transmissoras realizaram seus

		transmissão valorada pelo preço da concessionária poderia ser aceita, de forma a representar efetivamente o investimento realizado.		investimentos. No momento de indeniza-las, é desejável que se aplique a mesma regra.
127.	CEMIG	Art. 6º §1º - Para as SE DIT não depreciadas integralmente, a indenização é igual à parcela não depreciada do investimento, calculada com base no Banco de Preços de Referência da ANEEL homologado na Resolução Homologatória nº 758/2009. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Serão transferidas também as LD, e não apenas as SE DIT.
128.	CHESF	Art. 6º §1º - Para as DIT não depreciadas integralmente, a indenização é calculada com base no tempo de vida útil remanescente. O valor da indenização deverá ser calculado com base de referência no banco de preços dos equipamentos existentes na Empresa a ser levantado. Justificativa O Banco de Preços da ANEEL, homologado na Resolução Homologatória nº 758/2009, se encontra defasado e não considera o estágio da realidade econômica atual, nem o estado da arte tecnológica. Entende-se que os valores da indenização devem ser revistos, uma vez que o banco de preço da ANEEL não considera particularidades inerentes à característica de compra dos equipamentos para a região Nordeste. O banco de preço da ANEEL tem por base os preços dos equipamentos de todas as empresas no Brasil, não havendo tratamento diferenciado para fins de quantificação do custo de reposição (equipamento novo). Dessa forma a indenização deve ter por base o banco de preço da empresa, conforme levantamento a ser feito.	Não aceito	A indenização deve ser com base no investimento não amortizado
129.	Furnas	Art. 6º §1º - Para as DIT não depreciadas integralmente, a indenização é igual à parcela não depreciada do investimento, calculada com base no Banco de Preços da Transmissora. Justificativa O banco de Preços ANEEL estabelecido por meio da Resolução nº 758/2009 possui apenas seus critérios aprovados em Audiência Pública. Suas atualizações são destinadas a subsidiar o estabelecimento de receita a empreendimentos autorizados, receita essa que posteriormente é revista por ocasião das revisões específicas de cada transmissora e revisada, fazendo uso do banco de preços das transmissoras e incorporando	Não aceito	Vide contribuição nº 126.

		o poder de compra das mesmas. Considerando o fato de o VNR das instalações ter como objetivo uma indenização definitiva, é necessário que tanto os bancos de preços a ser considerado, bem como o detalhamento da obra, reflitam as especificidades das obras do concessionário (capacidade dos equipamentos etc), o que pode não ocorrer com a aplicação direta do Banco de Preços da ANEEL.		
--	--	---	--	--

§2º As DIT integralmente depreciadas devem ser incorporadas de forma não onerosa pelas distribuidoras, sem que as transmissoras façam jus a qualquer forma de indenização.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
130.	ABRATE / ELETROSUL	Art. 6º §2º - As DIT integralmente depreciadas poderão ser incorporadas de forma não onerosa pelas distribuidoras, sem que as transmissoras façam jus a qualquer forma de indenização. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Vide contribuição nº 111.
131.	CEMIG	Art. 6º §2º - As SE DIT integralmente depreciadas devem ser incorporadas de forma não onerosa pelas distribuidoras, sem que as transmissoras façam jus a qualquer forma de indenização. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não se aplica	O texto é idêntico ao submetido à AP.
132.	CHESF	Art. 6º §2º - Para os ativos completamente depreciados, o valor da indenização corresponderá ao valor presente líquido das receitas futuras descontado pelo custo do capital, WACC, da concessão da Empresa Justificativa A razão principal do §2º deve-se ao fato da recente prorrogação dos ativos de transmissão, com a qual a Empresa concordou com o equilíbrio econômico financeiro, no global. Como para os casos dos ativos totalmente depreciados, a receita por função de transmissão não teve por base o valor do ativo e sua respectiva remuneração, a não indenização desses ativos totalmente depreciados implica num desequilíbrio econômico-financeiro no contrato de concessão. Deve-se assim precificar o fluxo de caixa (receita) para os ativos a serem transferidos. Ainda, outro fato que deve ser observado é que conforme os contratos de concessão das transmissoras, as instalações de transmissão poderão ser incluídas ou excluídas da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão, de acordo com a determinação do Poder Concedente, nos termos do art. 17 da Lei nº 9.074/1995, desde	Não aceito	Vide contribuição nº 123.

		que preservado o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.		
133.	Furnas	<p>Art. 6º §2º - As DIT integralmente depreciadas devem ser incorporadas de forma não onerosa pelas distribuidoras, sem que as transmissoras façam jus a qualquer forma de indenização. A apuração da depreciação deve levar em conta eventuais investimentos realizados ao longo da vida útil dos bens a serem transferidos.</p> <p>Justificativa Para a identificação de ativos totalmente depreciados, a apuração da depreciação deve levar em conta eventuais investimentos realizados ao longo da vida útil dos bens a serem transferidos.</p>	Não aceito	<p>Gastos realizados ao longo da vida útil do ativo podem ser agregados ao valor do ativo, isto é, considerados como investimento, se atenderem às premissas estabelecidas no Manual de Contabilidade, ou seja, ou devem constituir, no mínimo, uma Unidade de Adição e Retirada – UAR, ou implicarem em alteração das especificações técnicas estabelecidas na legislação própria ou, em caso de reparo, reforma ou transformação resultar na alteração de sua vida útil. Na última hipótese, deverá estar suportado por laudo técnico da reformadora que ateste tal circunstância.</p>

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
134.	Ampla Energia Coelce /	Inserir Art. 6º §3º - O valor previsto no §1º desta resolução deverá ser pago em parcelas mensais, em período equivalente ao intervalo entre as revisões tarifárias da distribuidora destino, salvo acordo distinto entre as partes.	Não aceito	O pagamento deve ser na forma prevista no regulamento.

		<p>Justificativa</p> <p>O parcelamento do valor previsto durante o período tarifário cria a possibilidade de resguardar o fluxo de caixa das distribuidoras, evitando transtornos para aquelas que se encontram em condição desfavorável.</p>		
135.	Celesc Distribuição	<p>Inserir Art. 6º §3º - Os valores de indenização poderão ser contingenciados até a regularização das não conformidades pré-existentes à incorporação, conforme convênio de ressarcimento dos custos incorridos apontados no laudo de avaliação.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 92.
136.	CELG Geração e Transmissão	<p>Inserir Art. 6º §3º - As DIT integralmente depreciadas devem ser incorporadas de forma não onerosa pelas transmissoras, sem que as Distribuidoras façam jus a qualquer forma de indenização.</p> <p>Justificativa</p> <p>Atendimento a REN 068/2004.</p>	Não aceito	Não existe DIT de propriedade de distribuidora, pois, por definição, DIT é instalação de transmissão.
137.	CHESF	<p>Inserir Art. 6º §3º - O pagamento da indenização das distribuidoras para as transmissoras deverá ser em parcela única no ato da transferência.</p> <p>Justificativa</p> <p>A inclusão do §3º se dá devido ao fato de que deve ser mencionada na resolução a forma de pagamento da indenização, de maneira que a transmissora receba o valor na forma à vista.</p>	Aceito	A indenização será definida no ato da transferência, e paga em até 30 dias.
138.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 6º §3º - Dos valores devidos pelas distribuidoras às transmissoras previsto neste artigo, deverão ser abatidos os valores apurados na auditoria relacionados às pendências identificadas das DIT, na forma do art. 2º desta Resolução, ainda que as pendências se refiram a ativos já depreciados.</p> <p>Justificativa</p> <p>Novamente, a equalização desses valores deve ser prevista em termos regulamentares, em prol da eficiência, celeridade e, em última análise, da própria modicidade tarifária.</p>	Não aceito	O ajuste pode ser realizado posteriormente, e não no momento da incorporação.
139.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 6º §4º - No período compreendido entre o pagamento da indenização e a revisão tarifária subsequente, a distribuidora fará jus à parcela da RAP da transmissora referente à remuneração desses ativos.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>Essa medida visa diminuir o lapso temporal entre o investimento e a remuneração recebida pela</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		distribuidora. Também tem a virtude de não criar custo novo para o consumidor, utilizando-se de valores previamente homologados e que estariam sendo pagos para as transmissoras caso a transferência dos ativos não ocorresse. Os investimentos em questão são de valor significativos e são pontuais, não sendo contemplados no histórico de investimentos da distribuidora. Dessa forma, faz-se necessário tratamento diferenciado durante o período de transição.		
140.	ELEKTRO	Inserir Art. 6º §5º - Na revisão tarifária, será incorporado na base de remuneração da distribuidora o valor pago como indenização à transmissora líquido do valor da RAP referida no §1º. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Aceito	As DIT incorporadas serão valoradas conforme as regras de indenização.

Art. 7º Os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme o disposto no PRORET.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
141.	CEB Distribuição	Art. 7º - Os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme o disposto no PRORET, sendo que a transferência desses ativos somente deverá ocorrer após o repasse total desses custos nos processos de Reposicionamento Tarifário das Distribuidoras. Justificativa O objetivo é garantir que os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados não irão prejudicar ainda mais a situação financeira das distribuidoras.	Não aceito	Vide contribuição nº 121.
142.	CEMIG	Art. 7º - Após a incorporação das SE DIT, os custos de operação e manutenção dos ativos serão imediatamente incorporados na parcela B. Justificativa A distribuidora não pode receber um ativo para operar e manter sem haver um reconhecimento dos custos para tal ou aguardar uma próxima revisão tarifária. Além disso, a incorporação dos ativos, em sua maioria já depreciados, exigirá da distribuidora investimentos antes não planejados.	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

143.	CTEEP	<p>Art. 7º - Os custos de operação e manutenção dos ativos que forem incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme o disposto no PRORET.</p> <p>Justificativa A eventual incorporação de ativos pelas Distribuidoras, conforme proposta da CTEEP, se daria por meio de negociação.</p>	Motivação	Vide contribuição nº 1.
144.	DEMEI	<p>Art. 7º - Os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme os respectivos custos de O&M autorizados para as transmissoras, até o subsequente Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (CRTP). Quando da RTP da integração dos ativos à BRR, os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados serão reavaliados passando a integrar o CO das Distribuidoras e então passarão a ser estabelecidos conforme os demais ativos e regras do PRORET.</p> <p>Justificativa Há diferenças nas modelagens de cálculo das receitas dos custos operacionais regulatórios, principalmente nos dois últimos ciclos de revisão tarifária, devido principalmente aos direcionadores de custos que no 2ºCRTP contemplavam as atividades de O&M vinculadas aos ativos em operação, apontando receitas às suas respectivas atividades e no 3ºCRTP o direcionador de custo passa a ser apenas o crescimento de extensão de rede, aperfeiçoado no 4ºCRTP com os conceitos de eficiência e produtividade, ponderado por pesos (direcionadores) eficientes. A incorporação proposta nesta nova regulamentação que está em Audiência Pública, caracteriza-se por ser de forma descontínua, configurando-se como um investimento marginal que não estão associados a um crescimento de mercado da distribuidora. Pelo exposto, a ANEEL deveria realizar uma análise mais detalhada que leve em consideração o recálculo dos custos operacionais estabelecidos pelo modelo da ER, pois como os novos ativos a serem incorporados não fizeram parte do reposicionamento dos custos operacionais regulatórios do 2ºCRTP e estes custos passaram a ser a base da receita dos custos operacionais aplicados a partir do 3ºCRTP, a não consideração plena destes ativos poderá causar um desequilíbrio econômico-financeiro, principalmente na parcela da</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		receita dos custos operacionais. Fazendo uma análise extrema, onde uma situação envolvesse apenas incorporações de ativos de subestações (transformadores, módulos de conexão, chaves, banco de capacitores e outros) e não contemplasse extensão de linhas de transmissão, neste caso ao aplicar, tanto o modelo do 3ºCRTP quanto do 4ºCRTP, não haveria acréscimo de receita para cobrir os custos operacionais, o que é uma incoerência, pois estaria incorporando ativos de distribuição sem uma contrapartida de receita para cobrir os respectivos custos de operação e manutenção.		
145.	HIDROPAN	<p>Art. 7º - Os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme os respectivos custos de O&M autorizados para as transmissoras, até o subsequente Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (CRTP). Quando da RTP da integração dos ativos à BRR, os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados serão reavaliados passando a integrar o CO das Distribuidoras e então passarão a ser estabelecidos conforme os demais ativos e regras do PRORET.</p> <p>Justificativa</p> <p>Há diferenças nas modelagens de cálculo das receitas dos custos operacionais regulatórios, principalmente nos dois últimos ciclos de revisão tarifária, devido principalmente aos direcionadores de custos que no 2ºCRTP contemplavam as atividades de O&M vinculadas aos ativos em operação, apontando receitas às suas respectivas atividades e no 3ºCRTP o direcionador de custo passa a ser apenas o crescimento de extensão de rede, aperfeiçoado no 4ºCRTP com os conceitos de eficiência e produtividade, ponderado por pesos (direcionadores) eficientes. A incorporação proposta nesta nova regulamentação que está em Audiência Pública, caracteriza-se por ser de forma descontínua, configurando-se como um investimento marginal que não estão associados a um crescimento de mercado da distribuidora. Pelo exposto, a ANEEL deveria realizar uma análise mais detalhada que leve em consideração o recálculo dos custos operacionais estabelecidos pelo modelo da ER, pois como os novos ativos a serem incorporados não fizeram parte do reposicionamento dos custos operacionais</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

	regulatórios do 2ºCRTP e estes custos passaram a ser a base da receita dos custos operacionais aplicados a partir do 3ºCRTP, a não consideração plena destes ativos poderá causar um desequilíbrio econômico financeiro, principalmente na parcela da receita dos custos operacionais. Fazendo uma análise extrema, onde uma situação envolvesse apenas incorporações de ativos de subestações (transformadores, módulos de conexão, chaves, banco de capacitores e outros) e não contemplasse extensão de linhas de transmissão, neste caso ao aplicar, tanto o modelo do 3ºCRTP quanto do 4ºCRTP, não haveria acréscimo de receita para cobrir os custos operacionais, o que é uma incoerência, pois estaria incorporando ativos de distribuição sem uma contrapartida de receita para cobrir os respectivos custos de operação e manutenção.		
--	---	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
146.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADEE / Grupo NEOENERGIA	Inserir Art. 7º §1º - Durante no mínimo três anos após a incorporação das DIT e no máximo até a próxima revisão tarifária ordinária que ocorrer após esse período de três anos, os custos de operação e manutenção reconhecidos anteriormente na RAP da transmissora serão considerados na Parcela B da distribuidora que incorporou o ativo e atualizados na mesma data dos processos tarifários das distribuidoras pelo mesmo índice que corrige a RAP desses ativos. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5) A operação das DIT necessariamente envolve um custo, que hoje é reconhecido na RAP das transmissoras e repassado ao consumidor. O serviço não deixará de ser prestado com a transferência para as distribuidoras, então ele incorrerá em custos à distribuidora. Dessa forma, é necessário conceder cobertura adequada para esses custos. A ideia de disponibilizar o valor da RAP para a distribuidora é conveniente pois trata-se de valores já homologados e que não resultarão em variações no fluxo de receita do setor. O fato de se cobrar somente de uma outra distribuidora	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		<p>acessante, ao menos durante o período de transição, somente o valor da RAP que esta pagava pela DIT a ser incorporada também corrobora com a ideia de não causar desequilíbrios nas tarifas das distribuidoras, nem altera o sinal de preço ao consumidor de forma precipitada. Tal cobertura faz-se necessária, não só pelos custos ordinários com operação e manutenção dos ativos, como também pelos custos extraordinários incorridos durante o processo de transferência, como elaboração de laudo para transferência contábil, due diligence dos ativos, necessidades de adequações e melhorias imediatas a serem feitas na rede. O momento mais adequado para o compartilhamento das eficiências esperadas com a transferência para as distribuidoras é a revisão tarifária, sendo nesse momento que a TUSD contemplará não mais a RAP, mas os custos eficientes de cada uma.</p>		
147.	<p>CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADEE / Grupo NEOENERGIA</p>	<p>Inserir Art. 7º §2º - Nesse período, os custos de que trata o §1º devem ser considerados como componente financeiro em cada processo tarifário da distribuidora e alocado alocada entre consumidores da distribuidora na mesmo componente da estrutura tarifária que hoje são considerados, de forma a preservar o nível tarifário das distribuidoras após a transferência. Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.
148.	<p>CPFL Energia</p>	<p>Inserir Art. 7º §3º - Os custos de operação e manutenção reconhecidos anteriormente na RAP da transmissora, bem como os custos incorridos pelas distribuidoras nas adequações necessárias para a incorporação dos ativos, serão considerados nos processos tarifários da distribuidora que incorporou o ativo como componente financeiro, devidamente atualizado. Esse mecanismo será utilizado no período entre a data da incorporação do ativo até a primeira Revisão Tarifária Periódica subsequente da distribuidora, ocasião em que tais custos serão incorporados à Parcela B conforme metodologia prevista no PRORET. Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.
149.	<p>CELG Geração Transmissão</p>	<p>Inserir Art. 7º - Na revisão tarifária da distribuidora ou transmissora subsequente à incorporação das DIT, os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados serão estabelecidos conforme o disposto no PRORET. §2º - Durante o período compreendido entre o reajuste tarifário posterior à incorporação das DIT e</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		<p>a revisão tarifária de que trata o caput, os custos de operação e manutenção serão considerados na RAP da transmissora.</p> <p>Justificativa Considerando os casos específicos de adequação à REN 068/2004.</p>		
150.	Energias do Brasil	<p>Inserir Art. 7º - Os custos de operação e manutenção dos ativos incorporados pelas Distribuidoras serão estabelecidos conforme o disposto no PRORET, incluindo a variável de potência instalada no modelo de cálculo dos Custos Operacionais.</p> <p>§1º - Durante o período da incorporação até a próxima revisão tarifária da distribuidora, os custos de operação e manutenção reconhecidos anteriormente na RAP da transmissora serão considerados na Parcela B da distribuidora que incorporou o ativo e atualizados na mesma data dos processos tarifários das distribuidoras pelo mesmo índice que corrige a RAP desses ativos.</p> <p>§2º - Nesse período, os custos de que trata o §1º devem ser considerados como componente financeiro em cada processo de reajuste tarifário e alocados entre consumidores da distribuidora na mesma componente da estrutura tarifária que hoje são considerados, de forma a preservar o nível tarifário da distribuidora após a transferência.</p> <p>Justificativa Do cálculo das Receitas Anuais Permitidas (RAPs): as subestações que conectam as linhas de transmissão com as de distribuição de energia elétrica e rebaixam a tensão inegavelmente geram custo operacional para o seu operador. Tal fato é consubstanciado na Nota Técnica 383/2012-SRE/ANEEL, de 24/10/2012, que sugeriu a Receita Inicial de Transmissão das concessões de Transmissões renovadas ao Ministério de Minas e Energia. Na referida Nota Técnica, a fixação do nível eficiente de Custos Operacionais de cada transmissora foi realizada a partir da metodologia DEA (Data Envelopment Analysis), tal como é realizado pela ANEEL para as distribuidoras. Essa metodologia busca relacionar a eficiência comparando o gasto de insumos (no caso, Custo Operacional em R\$), com os produtos entregues por cada transmissora (no caso, km de rede, MVA de Potência de transformação, Número de Transformadores e Número de Unidades</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

	<p>Modulares). Observa-se, portanto, que a ANEEL reconheceu que há Custo Operacional associado às Subestações para as transmissoras. Ora, as subestações cuja proposta da presente Audiência Pública é de transferir da CTEEP para EDP Bandeirante, inclusive, estão incluídas no cálculo da Receita da CTEEP realizada pela Nota Técnica. Ou seja, atualmente, a Receita das Transmissoras reconhecida pela ANEEL reconhece que existe custo para operar as Subestações.</p> <p>Do cálculo do Custo Operacional eficiente das Distribuidoras: na Audiência Pública 23/2015, a SGT/ANEEL discutiu entre a 1ª e 2ª fase o uso da Potência de Transformação para o cálculo da Receita de Custos Operacionais das Distribuidoras. Entretanto, decidiu por considerar o mercado de cada distribuidora, pois considerar a Potência Instalada poderia repassar: i) potência associada ao atendimento de perdas não técnicas, ii) sobreinvestimento em Subestações e iii) particularidades como a existência de DITs em maior ou menor escala entre as concessionárias. Tais argumentos prosperaram apesar dos contraargumentos apresentados na fase de contribuição que: i) as perdas não técnicas possuem uma meta regulatória diferente para cada distribuidora – umas repassam mais perdas e outras menos – e já geram devidamente penalizações ou incentivos na metodologia de perdas não técnicas; ii) a capacidade instalada em Subestações já são avaliadas pela própria ANEEL na avaliação da Base de Remuneração, glosando o Sobreinvestimento por meio do cálculo Índice de Aproveitamento. Com relação ao item iii), as DITs estão sendo repassadas a gestão das distribuidoras na atual proposta em discussão. Fazendo uso do mesmo argumento apresentado na AP 23/2014, há diferenças de quantidade de DITs que serão repassadas a cada distribuidora. Isso faz com que distribuidoras assumam um custo muito maior do que outras com a assunção da operação das Demais Instalações de Transmissão – DITs. Por lógica, assumindo que as distribuidoras estão equilibradas economicamente antes da assunção das DITs, e que cada distribuidora irá assumir uma quantidade distinta de DITs – que na metodologia atual aprovada na AP 23/2014 não possuem repasse de custo operacional –, haverá</p>		
--	---	--	--

	<p>distribuidoras desequilibradas com a atual metodologia de Custos Operacionais. Isso apenas reforça a necessidade de, para assumir as Subestações, ser necessário rever as metodologias de Custo Operacional de distribuidoras, incluindo a Potência Instalada para remunerar os gastos com as Subestações.</p> <p>Da projeção dos custos operacionais com as novas subestações: no caso da EDP Bandeirante, as equipes de manutenção estão localizadas em 3 localidades: Mogi das Cruzes, São José dos Campos e Guaratinguetá. Como a maior parte das linhas de transmissão e subestações a serem transferidas localizam-se na região de São Sebastião e Caraguatatuba, será necessária a criação de um novo polo de manutenção nessa região, e o reforço da equipe de manutenção de estações já existente. A formação dessa nova equipe, na cidade de Caraguatatuba, exigirá a seguinte infraestrutura: escritório, almoxarifado, oficina para guarda de ferramentas e instrumentos, quarto seco para linhas de distribuição e quarto seco para subestações. Será necessário um novo estacionamento para 6 caminhonetes e 2 caminhões, sendo um com cobertura. A equipe administrativa pode ser integrada com a equipe da Reginal Litoral Norte. A quantidade total de colaboradores a serem acrescentados à atual equipe de 77 pessoas será de mais 19 técnicos de subestações e mais 25 técnicos de linhas. Com relação às áreas de Operação e Telecomunicações, será necessário contratar mais 6 técnicos dos 39 existentes atualmente. Será também necessário adquirir mais 6 caminhonetes 4x2, 8 caminhonetes 4x4, 1 caminhão com guindaste e mais 1 caminhão baú (linha viva). Adicionalmente, será também necessário adquirir mais 5 caixas de corrente monofásicas, 5 caixas de corrente hexafásica, 5 equipamentos de fator de potência do isolamento elétrico, 6 resistências de isolamento elétrico, 3 medidores de relação de transformação, 2 ensaios integrados em TC, 2 termovisores e mais um analisador de espectro. Também será necessário a aquisição de mais um conjunto de equipamentos para trabalhos em regime de linha energizada em alta tensão. Por conta desse impacto, estima-se, para o caso da EDP Bandeirante, um acréscimo de</p>		
--	---	--	--

		R\$7.324,100,00 por ano de Opex (pessoal, material, serviços e outros), o que representaria um aumento de 54,2% de Opex. Desta maneira, fica evidente o claro impacto para a distribuidora na assunção das DITs, que precisa ser adequadamente coberto pela tarifa. O ônus deve necessariamente vir acompanhado da respectiva receita, caso contrário, o concessionário será responsabilizado por gestão imprudente, em desatendimento ao art. 31 da Lei 8987/1995.		
151.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 7º §1º - Durante no mínimo três anos após a incorporação das DIT e no máximo até a próxima revisão tarifária ordinária que ocorrer após esse período de três anos, os custos de operação e manutenção reconhecidos anteriormente na RAP da transmissora serão considerados na Parcela B da distribuidora que incorporou o ativo e atualizados na mesma data dos processos tarifários das distribuidoras pelo mesmo índice que corrige a RAP desses ativos.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>Ao menos durante o período de transição, a distribuidora a incorporar a DIT deve fazer jus à RAP da transmissora, conforme detalhado no documento de contribuição da Elektro, para cobertura dos custos associados aos ativos, que não deixa de existir pela simples transferência de agente responsável. Essa proposta preserva o valor da tarifa das distribuidoras e confere cobertura adequada aos custos a incorridos com esses ativos. Quanto às adequações do SMF, se exigida previamente à incorporação, ela pode retardar bastante o processo, uma vez que o seu volume também é significativo. Nossa sugestão é que essas adequações ocorram em paralelo com todo o processo de transferência e que durante a transição, toda a apuração de energia e montantes de uso seja feita conforme regras e configuração atual.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.
152.	ELEKTRO	Inserir Art. 7º §2º - Nesse período, os custos de que trata o §1º devem ser considerados como componente financeiro em cada processo tarifário da distribuidora e alocado alocada entre consumidores da distribuidora na mesma componente da estrutura tarifária que hoje são considerados, de forma a preservar o nível tarifário das distribuidoras após a transferência.	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		Justificativa (Contida na contribuição 4)		
153.	Light	<p>Inserir Art. 7º §1º - No período entre a conclusão da incorporação das DIT e a Revisão Tarifária subsequente os custos de operação e manutenção reconhecidos anteriormente na RAP da transmissora serão considerados na Parcela B da distribuidora que incorporou o ativo e atualizados na mesma data dos processos tarifários das distribuidoras pelo mesmo índice que corrige a RAP desses ativos.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e a contribuição 158)</p> <p>A operação das DIT necessariamente envolve um custo, que hoje é reconhecido na RAP das transmissoras e repassado ao consumidor. O serviço não deixará de ser prestado com a transferência para as distribuidoras, então ele incorrerá em custos à distribuidora. Dessa forma, é necessário conceder cobertura adequada para esses custos. A ideia de disponibilizar o valor da RAP para a distribuidora é conveniente, pois se trata de valores já homologados e que não resultarão em variações no fluxo de receita do setor. O momento mais adequado para o compartilhamento das eficiências esperadas com a transferência para as distribuidoras é a revisão tarifária, sendo nesse momento que a TUSD contemplará não mais a RAP, mas os custos eficientes de cada uma.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.
154.	Light	<p>Inserir Art. 7º §2º - Nesse período, os custos de que trata o §1º devem ser considerados como componente financeiro em cada processo tarifário da distribuidora e alocado entre consumidores da distribuidora na mesma componente da estrutura tarifária que hoje são considerados, de forma a preservar o nível tarifário das distribuidoras após a transferência.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 157)</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

Art. 8º A distribuidora responsável por incorporar DIT deve providenciar, previamente à incorporação, as adequações dos Sistemas de Medição para Faturamento – SMF e dos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
----	-------	----------------	----------------	---------------------

155.	CEB Distribuição	<p>Art. 8º - A distribuidora responsável por incorporar DIT deve providenciar, previamente à incorporação, as adequações dos Sistemas de Medição para Faturamento – SMF, com a garantia de que as transmissoras envolvidas cumpram o cronograma de transferência dos ativos relacionados que também deverá ser fiscalizado pela ANEEL e dos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.</p> <p>Justificativa</p> <p>O objetivo é que as transmissoras também tenham compromisso com o cronograma de transferência dos ativos.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.
156.	CELG Geração e Transmissão	<p>Art. 8º - A distribuidora ou Transmissora responsável por incorporar DIT deve providenciar, previamente à incorporação, as adequações dos Sistemas de Medição para Faturamento – SMF e dos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.</p> <p>Justificativa</p> <p>Considerando os casos específicos de adequação à REN 068/2004.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.
157.	CEMIG	<p>Art. 8º - A distribuidora responsável por incorporar SE DIT deve manter a configuração atual dos Sistemas de Medição para Faturamento – SMF e programar as adequações necessárias nos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.</p> <p>Justificativa</p> <p>A alteração física do SMF não é uma operação simples e também envolve custos para sua adequação. Diante da complexidade dessa operação propõe-se que seja mantido a configuração atual do SMF e que os ajustes sejam realizados nos contratos de uso e conexão. Cronograma de adequações e ou reformas previamente acordadas com ANEEL.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.
158.	CTEEP	<p>Art. 8º - A distribuidora que incorporar ativos de transmissoras deve providenciar, previamente à incorporação, as adequações dos Sistemas de Medição para Faturamento – SMF, Sistemas de Supervisão e Controles e dos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

	Justificativa Adequação da redação para refletir a condição negocial.		
--	--	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
159.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADEE / Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 8º §1º - Durante o período de que trata o §1º do art. 7º, o valor do encargo de uso do sistema de distribuição a ser cobrado por uma distribuidora incorporadora de DIT a uma distribuidora acessante deverá corresponder à parcela da RAP paga pela distribuidora acessante anteriormente à transferência das DIT.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5)</p> <p>A operação das DIT necessariamente envolve um custo, que hoje é reconhecido na RAP das transmissoras e repassado ao consumidor. O serviço não deixará de ser prestado com a transferência para as distribuidoras, então ele incorrerá em custos à distribuidora. Dessa forma, é necessário conceder cobertura adequada para esses custos. A ideia de disponibilizar o valor da RAP para a distribuidora é conveniente pois trata-se de valores já homologados e que não resultarão em variações no fluxo de receita do setor. O fato de se cobrar somente de uma outra distribuidora acessante, ao menos durante o período de transição, somente o valor da RAP que esta pagava pela DIT a ser incorporada também corrobora com a ideia de não causar desequilíbrios nas tarifas das distribuidoras, nem altera o sinal de preço ao consumidor de forma precipitada. Tal cobertura faz-se necessária, não só pelos custos ordinários com operação e manutenção dos ativos, como também pelos custos extraordinários incorridos durante o processo de transferência, como elaboração de laudo para transferência contábil, due diligence dos ativos, necessidades de adequações e melhorias imediatas a serem feitas na rede. O momento mais adequado para o</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.

		compartilhamento das eficiências esperadas com a transferência para as distribuidoras é a revisão tarifária, sendo nesse momento que a TUSD contemplará não mais a RAP, mas os custos eficientes de cada uma.		
160.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADEE / Grupo NEOENERGIA	Inserir Art. 8º §2º - A partir da primeira revisão tarifária ordinária após o prazo determinado no § 1º do art. 7º, o cálculo da TUSD entre distribuidoras será determinado na metodologia vigente no momento. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.
161.	CPFL Energia	Inserir Art. 8º §3º - Após a incorporação da DIT, a perda incorrida nessas instalações pela distribuidora incorporadora, será transferida à perda técnica, sendo que até a primeira revisão tarifária ordinária após o prazo determinado no § Parágrafo Único do art. 7º, ocasião em que a perda técnica regulatória será dimensionada considerando essas instalações incorporadas, o valor correspondente ao adicional da perda técnica regulatória será acrescido nos reajustes tarifários da distribuidora incorporadora por meio de componente financeiro. Justificativa Adequar o tratamento necessário às perdas técnicas após a transferência de responsabilidade pelos ativos e aos novos pontos de SMF.	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.
162.	AES Brasil	Inserir Art. 8º §1º - Os agentes que porventura acessam as instalações de DIT a serem incorporadas pelas distribuidoras devem adequar seus contratos de uso e conexão em até 180 dias, contados a partir da data de incorporação do ativo, observando as regras da legislação vigente. Justificativa É imprescindível que a necessidade de regularização contratual se estenda aos agentes conectados em ativos incorporados pela distribuidora (substituição do CUST por CUSD e CCT por CCD). A sugestão tem como objetivo abarcar as situações contratuais dos agentes	Não aceito	Os contratos devem ser ajustados previamente.

		conectados (outras distribuidoras, consumidores, geradores, dentre outros) nas instalações de DIT que outrora eram de propriedade das transmissoras, e que passarão a acessar ativos de distribuidoras.		
163.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 8º - A distribuidora responsável por incorporar DIT deve providenciar, previamente à incorporação, dos contratos de uso e conexão decorrentes da transferência dos ativos.</p> <p>§1º - Durante o período de que trata o §1º do Art. 7º, o valor do encargo de uso do sistema de distribuição a ser cobrado por uma distribuidora incorporadora de DIT a uma distribuidora acessante deverá corresponder à parcela da RAP paga pela distribuidora acessante anteriormente à transferência das DIT, adicionado do valor de encargo de uso do sistema de transmissão referente à rede básica.</p> <p>Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 168 e 169)</p> <p>Ao menos durante o período de transição, a distribuidora a incorporar a DIT deve fazer jus à RAP da transmissora, conforme detalhado no documento de contribuição da Elektro, para cobertura dos custos associados aos ativos, que não deixa de existir pela simples transferência de agente responsável. Essa proposta preserva o valor da tarifa das distribuidoras e confere cobertura adequada aos custos a incorridos com esses ativos. Quanto às adequações do SMF, se exigida previamente à incorporação, ela pode retardar bastante o processo, uma vez que o seu volume também é significativo. Nossa sugestão é que essas adequações ocorram em paralelo com todo o processo de transferência e que durante a transição, toda a apuração de energia e montantes de uso seja feita conforme regras e configuração atual.</p>	Não aceito	Os contratos devem ser ajustados previamente.
164.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 8º §2º - 2º A partir da primeira revisão tarifária ordinária após o prazo determinado no § 1º do Art. 7º, o cálculo da TUSD entre distribuidoras será determinado na metodologia vigente no momento.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de

		167)		local de SMF.
165.	ELEKTRO	<p>Inserir Art. 8º §3º - As adequações dos Sistemas de Medição e Faturamento – SMF devem ser feitas até o prazo final para a transferência das DIT.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 167)</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a proposta perde objeto uma vez que as fronteiras não serão alteradas e não há, em tese, alteração de local de SMF.

Art. 9º Os contratos de compartilhamento de infraestrutura associados às DIT incorporadas que estejam vigentes na data de incorporação devem ser assumidos pelas distribuidoras que incorporarem os ativos, mantendo-se as condições neles estabelecidas até o final de sua vigência.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
166.	CEMIG	<p>Art. 9º - Os contratos de compartilhamento de infraestrutura associados às SE DIT incorporadas que estejam vigentes na data de incorporação devem ser assumidos e adequados pelas distribuidoras que incorporarem os ativos.</p> <p>Justificativa</p> <p>A CEMIG entende que os contratos podem precisar de adequação, conforme a realidade dos envolvidos. Por esse motivo, propõe-se que exista dispositivo que permita adequação dos contratos às novas condições.</p>	Não aceito	A distribuidora, na qualidade de sucessora da transmissora na propriedade do ativo, deve assumir todas as responsabilidades anteriormente assumidas. Os contratos vigentes devem ser respeitados.
167.	CHESF	<p>Art. 9º - Os contratos de compartilhamento de infraestrutura associados às DIT incorporadas que estejam vigentes na data de incorporação devem ser assumidos pelas distribuidoras que incorporarem os ativos, mantendo-se as condições neles estabelecidas, principalmente quanto aos aspectos de disponibilidade e condições de manutenção da infraestrutura de cabos óticos até o final de sua vigência.</p> <p>Justificativa</p> <p>Algumas instalações que serão transferidas têm contratos de compartilhamento de infraestrutura vigentes, celebrados entre a transmissora e um prestador de serviços de telecomunicações</p>	Não aceito	Não é necessário destacar algumas condições que devem ser mantidas, uma vez que o texto original já estabelece que todas as condições devem ser mantidas.

		principalmente quanto aos aspectos de disponibilidade e condições de manutenção da infraestrutura de cabos óticos.		
168.	CTEEP	<p>Art. 9º - Devem fazer parte da negociação entre transmissoras e distribuidoras, a que se refere esta Resolução, os contratos de compartilhamento que estejam vigentes na data de incorporação dos ativos negociados, mantendo-se as condições neles estabelecidas até o final de sua vigência.</p> <p>Parágrafo único. As instalações típicas de telecomunicação, tanto micro-ondas, como fibras óticas em cabos OPGW não serão objeto de transferência entre transmissoras e distribuidoras, exceto se de forma diversa for convencionado entre as Partes.</p> <p>Justificativa</p> <p>Adequação da redação para refletir a condição negocial e o respeito à manutenção de condições contratuais.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

Art. 10. A distribuidora não poderá cobrar pelo compartilhamento de infraestrutura se, cumulativamente, o cabo de telecomunicação:

- a) For utilizado para o sistema de teleproteção de instalações de transmissão;
- b) Tiver sido instalado pela concessionária de transmissão responsável pela DIT; e
- c) Tiver sido instalado antes da incorporação pela distribuidora.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
169.	CEB Distribuição	<p>Art. 10º - A distribuidora e a transmissora não poderão cobrar pelo compartilhamento de infraestrutura se, cumulativamente, o cabo de telecomunicação:</p> <p>a) For utilizado para o sistema de teleproteção de instalações de transmissão;</p> <p>b) Tiver sido instalado pela concessionária de transmissão responsável pela DIT; e</p> <p>c) Tiver sido instalado antes da incorporação pela distribuidora.</p> <p>Justificativa</p> <p>O objetivo é deixar explicitado que as transmissoras também não podem cobrar pelo compartilhamento, minimizando custos, sem prejudicar a segurança operacional.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 173.

170.	CEMIG	<p>Art. 10º - A distribuidora não poderá cobrar deverá reavaliar a cobrança do pelo compartilhamento de infraestrutura se, cumulativamente, o cabo de telecomunicação:</p> <p>a) For utilizado para o sistema de teleproteção de instalações de transmissão;</p> <p>b) Tiver sido instalado pela concessionária de transmissão responsável pela DIT; e</p> <p>c) Exclusão.</p> <p>Justificativa</p> <p>A transferência dos ativos sem a adequação contratual pode não atender à necessidade dos agentes envolvidos. Em função disso, propõe-se que o regulamento contemple a possibilidade de adequação dos contratos a nova realidade.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 166.
171.	CHESF	<p>Art. 10º - A distribuidora não poderá cobrar pelo compartilhamento de infraestrutura, embora deva manter os compromissos de disponibilidade e atendimento a manutenção da infraestrutura de cabos óticos compatíveis com as exigências dos Procedimentos de Rede do ONS se, cumulativamente, o cabo de telecomunicação:</p> <p>Justificativa</p> <p>Destaca-se que as redes DIT não deixarão de fazer parte da Rede de Operação definida pelo ONS após as transferências. Convém ressaltar que essa troca de responsabilidades não deve afetar a segurança operativa da rede elétrica.</p>	Não aceito	O acréscimo de texto proposto não muda a ideia do texto original.
172.	CHESF	<p>Art. 10º a) For utilizado para o sistema de teleproteção, automação, supervisão e observabilidade de instalações de transmissão;</p> <p>Justificativa</p> <p>Nesse sentido, sugere-se que os Procedimentos de Rede do ONS sejam revistos para incluir responsabilidades para a distribuidora que passarão a operar e manter as redes de importância sistêmica.</p>	Não aceito	Já é comum que distribuidoras operem ativos com importância sistêmica.
173.	CTEEP	<p>Exclusão do Art. 10.</p> <p>Justificativa</p> <p>Tal condição faria parte da negociação ora proposta. De qualquer modo, não há a necessidade de que, em casos de eventual transferência de linhas de transmissão, cujos cabos-guarda sejam do tipo OPGW, as correspondentes fibras óticas mudem de propriedade, podendo a detentora dos cabos-guarda não ser proprietária das citadas fibras, conforme exposto nas Contribuições CTEEP, em especial no item II.4.2. Vide proposta de redação para regular esse tema, exposta na sugestão de inclusão do</p>	Parcialmente aceito	Tendo em vista que apenas as DIT exclusivas serão transferidas, as disposições deste artigo perdem objeto.

		Parágrafo único do Art. 9º, da linha acima.		
--	--	---	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
174.	AES Brasil	Inserir Art. 10º inciso I - As distribuidoras que incorporarem as DIT terão a prerrogativa de compartilhar com a transmissora, de forma não onerosa, o uso dos serviços auxiliares já existentes nas subestações. Justificativa A AES Brasil entende que distribuidora deve dispor de faculdade para decidir qual a melhor condução a ser tomada sobre o atendimento aos serviços auxiliares dos ativos de DIT que forem incorporados pela mesma. Assim, seria permitido que a distribuidora identificasse a alternativa ideal para o atendimento ao serviço auxiliar dos ativos de DIT incorporados, possibilitando tanto a adoção de ações no sentido de providenciar a independência deste atendimento ou o seu compartilhamento junto a transmissora.	Não aceito	Como a nova proposta contempla apenas DIT Exclusivas, a contribuição perdeu objeto.
175.	Energias do Brasil	Inserir Art. 10 Parágrafo Único - A transmissora também não poderá cobrar pelo compartilhamento de infraestrutura para o sistema de telecomunicação que eventualmente for necessário instalar para adequar o sistema de proteção da distribuidora. Justificativa A isenção deve ser recíproca.	Não aceito	Vide contribuição nº 173.

Art. 11. Até a data da incorporação das DIT pela distribuidora, a transmissora permanece responsável por cumprir todas as obrigações estabelecidas no seu contrato de concessão e nas normas da ANEEL, inclusive pela operação e manutenção do ativo, bem como pelos ônus e dívidas legais.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
176.	CELG Geração e Transmissão	Art. 11º - Até a data da incorporação das DIT pela distribuidora ou transmissora, a parte que irá receber as DIT permanece responsável por cumprir todas as obrigações estabelecidas no seu contrato de concessão e nas normas da ANEEL, inclusive pela operação e manutenção do ativo, bem como pelos	Não aceito	Transmissora não recebe DIT.

		<p>ônus e dívidas legais. Parágrafo Único - Após a incorporação, a parte que irá receber a DIT deverá sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devendo a distribuidora ou transmissora antes responsável pelas DIT indeniza-la com atualização pro rata die pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis. Justificativa Considerando os casos específicos de adequação à REN 068/2004.</p>		
177.	CEMIG	<p>Art. 11º - Até a data da incorporação das SE DIT pela distribuidora, a transmissora permanece responsável por cumprir todas as obrigações estabelecidas no seu contrato de concessão e nas normas da ANEEL, inclusive pela operação e manutenção do ativo, bem como pelos ônus e dívidas legais. Parágrafo Único. Após a incorporação, a distribuidora deve sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das SE DIT, devendo a transmissora antes responsável pelas SE DIT indeniza-la com atualização pro rata die pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2, 3, 4 e 5) Releva-se que no processo de identificação contábil dos ativos, faz-se imprescindível o levantamento físico dos ativos, cadastro físico nos sistemas técnicos/patrimonial e o cadastro contábil de acordo com MCPSE. Não obstante a isto, para definição do valor de ressarcimento dos ativos, segundo estabelece a REH 758/2009, há ainda necessidade de se apurar, através de laudo técnico, o montante a ser indenizado à transmissora. Assim, considerando que tais atividades são essenciais para que o processo de incorporação atenda às regras vigentes, e que, como é de conhecimento, demandam custos relevantes, a proposta ora apresentada tem como finalidade esclarecer que as referidas despesas adicionais terão o seu devido reconhecimento no ciclo tarifário subsequente à incorporação das SE DIT.</p>	Não se aplica.	<p>O texto proposto é idêntico ao original. Em relação às questões suscitadas na justificativa, vide contribuições nº 56, 65, 78, 79, 83 e 87.</p>
178.	CTEEP	<p>Art. 11º - Até a data da eventual incorporação, pela distribuidora, de instalações mencionadas no Art. 2º desta Resolução, a transmissora permanece responsável por cumprir todas as obrigações</p>	Não aceito	<p>Vide contribuição nº 1.</p>

	estabelecidas no seu contrato de concessão e nas normas da ANEEL, inclusive pela operação e manutenção do ativo, bem como pelos ônus e dívidas legais. Justificativa Uma vez que a transferência de instalações entre transmissoras e distribuidoras se daria de forma negocial, a condição relacionada a eventuais ônus e dívidas seria abrangida na negociação.		
--	---	--	--

Parágrafo Único. Após a incorporação, a distribuidora deve sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devendo a transmissora antes responsável pelas DIT indenizá-la com atualização *pro rata die* pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
179.	AES Brasil	Art. 11º Parágrafo Único - Mesmo após a incorporação pela distribuidora, a transmissora permanecerá responsável por sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT e deverá indenizar a distribuidora de quaisquer prejuízos decorrentes destes passivos pré-existentes com atualização <i>pro rata die</i> pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis. Justificativa Tomando-se como parâmetro o procedimento sedimentado no setor quando da cisão dos ativos entre as distribuidoras estatais em 1998, a AES Brasil posiciona-se no sentido de que deve permanecer com as transmissoras, a responsabilidade por sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes à incorporação. Entende-se que a transmissora é quem dispõe de todas as informações, documentos e históricos dos processos (administrativos e judiciais) e, portanto, tem maior competência para concluir/sanar a regularização destes ativos. Caso contrário, poderia a distribuidora incorrer em sérios riscos, como por exemplo, perda de prazos e/ou ausência de provas, motivados pela inexistência de informações que lhe amparariam nas discussões de regularização das pendências em todas as esferas. Como consequência disto, a qualidade e continuidade da prestação do serviço dos ativos de DIT poderiam ser impactados. Neste sentido, a AES Brasil consigna seu entendimento de que a resolução disponha que a transmissora	Não aceito	Vide contribuição nº 117.

		permaneça responsável por sanar eventuais ônus e dívidas pré-existentes mesmo após a incorporação dos ativos de DIT pela distribuidora. Caso a distribuidora seja demandada por qualquer prejuízo decorrente destes passivos pré-existentes, deverá a transmissora ressarcir-la observando as regras de atualização propostas.		
180.	Celesc Distribuição	Art. 11º Parágrafo Único - Após a incorporação, a distribuidora deve sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devendo a transmissora antes responsável pelas DIT indenizá-la com atualização pro rata die pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis. Justificativa Assim, considerando que tais atividades são essenciais para que o processo de incorporação atenda às regras vigentes, e que, como é de conhecimento, demandam custos relevantes, a proposta ora apresentada tem como finalidade esclarecer que as referidas despesas adicionais terão o seu devido reconhecimento no ciclo tarifário subsequente à incorporação das DIT.	Não se aplica	O texto proposto é idêntico ao original
181.	CHESF	Art. 11º Parágrafo Único - Após a incorporação, a distribuidora deve sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devendo a transmissora antes responsável pelas DIT indenizá-la sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis. Justificativa A indenização proposta pode incentivar a distribuidora a sanar as irregularidades com custos bastante elevados. Considerando que tais dívidas e ônus pré-existentes devem ser pagas pela transmissora faz necessária prévia avaliação e posterior aprovação	Não aceito	Vide contribuição nº 117.
182.	Furnas	Art. 11º Parágrafo Único - Após a incorporação, a distribuidora deve, definir em conjunto com o Regulador um plano de ação para sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devendo a transmissora antes responsável pelas DIT indenizá-la com atualização pro rata die pelo IGP-M, excetuando-se os casos relativos às questões ambientais e fundiárias oriundas de questões sociais que requerem atuação do poder público em sua solução. Justificativa As questões fundiárias relacionadas com comportamentos sociais regionais, em sua grande	Não aceito	A ANEEL não ratificará plano de regularização das DIT.

		<p>maioria urbanos, têm produzido inúmeros casos de invasões de faixas de linhas de transmissão, cuja normalização requer uma ação conjunta dos agentes concessionários e do poder público, requerendo na sua solução altos valores de investimentos. O segmento de transmissão ainda não possui uma regulação específica que reconheça os custos decorrentes dos esforços necessários à solução dessas questões. No segmento de distribuição questões relacionadas com perdas comerciais, que podem ser entendidas como uma violação da integridade dos ativos da concessionária seguida de furto de energia já possuem uma larga e detalhada normativa regulatória que reconhece os custos decorrentes do furto da energia, bem como os custos dos esforços necessários a regularização e controle das invasões à rede da concessionária. Essa é uma experiência exitosa, já bastante vivenciada pela Agência e pelas distribuidoras, que deve balizar a construção de uma solução para problemas fundiários motivados por desajustes sociais, em ativos a serem transferidos para as distribuidoras. A motivação da proposta de FURNAS se dá diante da ausência de um tratamento regulatório adequado para o reconhecimento de investimentos requeridos ao setor de transmissão no trato dessa questão e na identificação de um reconhecido processo de controle de ativos urbanos praticados pelas distribuidoras de forma pactuada com o regulador e consequente reconhecimento dos custos exigidos para solução desses problemas.</p>		
183.	CTEEP	<p>Art. 11º Parágrafo Único - Após a incorporação, a distribuidora assumirá toda a responsabilidade pelos ativos transferidos, observado o disposto no Art. 3º desta Resolução, inclusive estoques, terrenos e contratos de prestação de serviço transferidos.</p> <p>Justificativa</p> <p>De outra forma, a redação do parágrafo único proposto pela ANEEL não pode prosperar, uma vez que significaria emitir um cheque em branco às Distribuidoras, a exemplo do que foi abordado no item III.3.2 das Contribuições CTEEP. Além disso, tratam-se de condições demasiadamente onerosas às transmissoras.</p>	Não aceito	<p>Vide contribuição nº 117.</p> <p>Quanto à questão dos estoques e contratos de mão de obra, o texto proposto interfere na liberdade operacional da distribuidora que receberá o ativo.</p>
184.	DEMEI / Hidropan	<p>Art. 11º Parágrafo único - Após a incorporação, a distribuidora deve sanar eventuais dívidas e ônus pré-existentes das DIT, devidamente identificados antes da incorporação, devendo a transmissora antes</p>	Não aceito	<p>O prazo para regularização não será definido pela ANEEL.</p>

	<p>responsável pelas DIT indeniza-la, em prazo a ser definido pela ANEEL, com atualização pro rata die pelo IGP-M acrescido de 1% (um por cento) ao mês, sem prejuízo das eventuais sanções administrativas cabíveis.</p> <p>Justificativa É importante que seja dado conhecimento a distribuidora de todas as dívidas e ônus pendentes até a incorporação para que haja um compromisso formal da indenização.</p>		
--	--	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
185.	ABRADEE / Celesc Distribuição / Grupo NEOENERGIA / Cemig	<p>Inserir Art. 11º §2º - Os custos relativos ao levantamento e definição do pagamento estabelecido no artigo 6, e para atendimento aos procedimentos estabelecidos no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE terão seu reconhecimento no ciclo tarifário subsequente à incorporação.</p> <p>Justificativa Releva-se que no processo de identificação contábil dos ativos, faz-se imprescindível o levantamento físico dos ativos, cadastro físico nos sistemas técnicos/patrimonial e o cadastro contábil em acordo com MCPSE. Não obstante a isto, para definição do valor de ressarcimento dos ativos, segundo estabelece a REH 758/2009, há ainda necessidade de se apurar, através de laudo técnico, o montante a ser indenizado à transmissora. Assim, considerando que tais atividades são essenciais para que o processo de incorporação atenda às regras vigentes, e que, como é de conhecimento, demandam custos relevantes, a proposta ora apresentada tem como finalidade esclarecer que as referidas despesas adicionais terão o seu devido reconhecimento no ciclo tarifário subsequente à incorporação das DIT.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 116.
186.	CHESF	<p>Inserir Art. 11º §2º - Caso sejam identificados dívidas e ônus pré-existentes das DIT a transmissora deverá aprovar, previamente, os custos informados pela distribuidora.</p> <p>Justificativa Caso haja discordância entre os agentes, sugere-se que essa questão seja tratada via mediação da ANEEL.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 183.

187.	ELEKTRO	Conforme já demonstrado nas sugestões anteriores, as dívidas e ônus pré-existentes devem ser ajustados na forma sugerida na contribuição do art. 2º acima.	Não aceito	Vide contribuição 56.
------	---------	--	------------	-----------------------

Art. 12. As alterações de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST decorrentes das incorporações de DIT de que tratam esta Resolução não estão sujeitas às disposições do Parágrafo Único do art. 6º e do art. 7º da Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
188.	AES Brasil	<p>Art. 12º - As alterações de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST decorrentes das incorporações de DIT de que tratam esta Resolução não estão sujeitas às disposições dos parágrafos 12 e 13 do art. 2º, do art. 4º e do art. 19º da Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015, do Parágrafo Único do art. 6º e do art. 7º da Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010.</p> <p>Parágrafo Único. As disposições de que trata o caput serão aplicadas até o ano subsequente ao término da incorporação das DIT pelas distribuidoras.</p> <p>Justificativa</p> <p>Caput do artigo 12 e parágrafo único: trata-se de adequação para fazer jus ao regramento vigente para contratação do MUST, bem como a inclusão de todas as disposições do referido regramento que podem ser afetos ao tema e que merecem ter um tratamento diferenciado pelo regulador. Frisa-se que a proposta da AES Brasil é a de que tal previsão se estenda após 1 ano do término da incorporação das DIT, em função da ausência de histórico da distribuidora sobre o comportamento do fluxo passante nos novos pontos de conexão, oriundo do rearranjo das topologias da rede de distribuição</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, não há alteração de MUST em decorrência das transferências, motivo pelo qual o artigo será excluído.
189.	CTEEP	<p>Art. 12º - As alterações de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST decorrentes das eventuais incorporações de instalações de que tratam esta Resolução não estão sujeitas às disposições da Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015.</p> <p>Justificativa</p> <p>A Resolução 399/2010 foi revogada pela Resolução Normativa 666, de 23 de junho de 2015.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 188.
190.	ONS	Art. 12º - As alterações de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST decorrentes das incorporações de DIT de que tratam esta Resolução	Não aceito	Vide contribuição nº 188.

		<p>não estão sujeitas às disposições do art. 4º da Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015.</p> <p>Justificativa</p> <p>A Resolução Normativa nº 399/2010 foi revogada, a alteração tem o objetivo de adequar a regulamentação vigente.</p>		
--	--	--	--	--

Proposta de novos dispositivos nesse artigo

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
191.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição o/ ABRADÉE / Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 12º - As alterações de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST decorrentes das incorporações de DIT de que tratam esta Resolução não estão sujeitas às disposições da Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015.</p> <p>§1º - Será permitida a recontratação do MUST, para os pontos que sofrerem alteração de configuração com a incorporação das DITs, para o ano em curso e 3 (três) anos civis subsequentes, devendo ocorrer no mês da incorporação (ou retroagir efeitos ao mês da incorporação, com prazo definido para a recontratação).</p> <p>Justificativa</p> <p>Adequação ao comando regulatório vigente. Ainda, com a alteração de configuração, haverá perda de histórico de demanda realizada, dificultando a contratação do novo ponto, o que pode expor as Distribuidoras a penalidades indevidas. Necessidade, ainda, de garantir o repasse tarifário decorrente de possíveis aumentos do MUST contratado.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 188.
192.	CPFL Energia/ Celesc Distribuição/ ABRADÉE / Grupo NEOENERGIA	<p>Inserir Art. 12º §2º - Não serão aplicadas penalidades de ultrapassagem e sobre contratação às Distribuidoras, previstas na REN nº 666/2015, para os pontos que sofrerem alteração de configuração, para o ano corrente e subsequente da incorporação das DITs.</p> <p>Justificativa</p> <p>Adequação ao comando regulatório vigente. Ainda, com a alteração de configuração, haverá perda de histórico de demanda realizada, dificultando a contratação do novo ponto, o que pode expor as Distribuidoras a penalidades</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 188.

		indevidas. Com a alteração de configuração, haverá perda de histórico de demanda realizada, dificultando a contratação do novo ponto e expondo as Distribuidoras a penalidades.		
193.	CPFL Energia	<p>Inserir Art. 12º §3º - Será garantido o repasse tarifário decorrente de possíveis aumentos do MUST contratado.</p> <p>Justificativa</p> <p>Adequação ao comando regulatório vigente. Ainda, com a alteração de configuração, haverá perda de histórico de demanda realizada, dificultando a contratação do novo ponto, o que pode expor as Distribuidoras a penalidades indevidas.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 188.
194.	Energias do Brasil	<p>Inserir Art. 12º §1º - Será permitida a recontração do MUST dos pontos que sofrerem alteração de configuração com a incorporação das DITs, para os 3 (três) anos civis subsequentes à incorporação.</p> <p>§2º Não serão aplicadas penalidades previstas na REN nº 666/2015 motivadas pela ultrapassagem e sobre contratação às Distribuidoras, dos pontos que sofrerem alteração de configuração, para os 3 (três) anos civis subsequentes à incorporação.</p> <p>Justificativa</p> <p>Com a incorporação, há perdas do histórico da demanda. Desta maneira, não há como garantir a adequada contratação até que se conheça efetivamente o comportamento da demanda nos novos pontos.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 188.

Art. 13. Os casos omissos e excepcionais serão tratados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
195.	CTEEP	Art. 13º - Os casos omissos e excepcionais serão tratados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD em conjunto com a Superintendência de Regulação de Transmissão – SRT, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e a Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de	Não aceito	O artigo será excluído, de modo que os casos excepcionais serão tratados pela ANEEL.

		<p>Transmissão e Distribuição – SCT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Dada a condição multidisciplinar dessa resolução, para dirimir qualquer dúvida com respeito ao processo de eventual transferência de instalações das transmissoras para as distribuidoras, é fundamental o envolvimento de todas as Superintendências da ANEEL relacionadas ao tema.</p>		
196.	Energias do Brasil	<p>Art. 13º - Os casos omissos e excepcionais serão deliberados pela Diretoria da ANEEL em até 18 (dezoito) meses após a publicação desta Resolução.</p> <p>Justificativa</p> <p>Recomenda-se deliberar no âmbito da Diretoria, mesmo porque se deve ouvir os agentes envolvidos, além de várias áreas internas da agência. Contudo, deve também estabelecer um prazo limite, o qual, concatenado com a proposta ao art. 3º, restariam 6 meses para deliberação por parte da ANEEL.</p>	Não aceito	O artigo será excluído, de modo que os casos excepcionais serão tratados pela ANEEL.

Art. 14. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
197.	CEB Distribuição	No momento de crise pelo qual passa o Setor Elétrico Brasileiro, em especial as Distribuidoras, entende-se que a ANEEL deve avaliar se a implementação desse regulamento com a transferência compulsória de ativos não vai onerar ainda mais este segmento e também criar dificuldades de operação e manutenção deles, além dos aspectos da segurança e dos limites de responsabilidades dos agentes envolvidos.	Aceito	A nova proposta diminui significativamente os problemas apontados na contribuição.

ROMEU DONIZETE RUFINO

SUGESTÃO DE NOVOS ARTIGOS

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
198.	ABRADEE / Grupo NEOENERGIA	<p>Art. 15 A distribuidora poderá dispensar a regularização prévia das não conformidades previstas no art. 5º e incorporar as DIT na condição que se encontram desde que atenda às seguintes condições:</p> <p>I – Informar à ANEEL o cronograma de incorporação.</p> <p>II – Firmar com a transmissora convênio de ressarcimento dos custos incorridos na regularização das não conformidades pré-existentes à incorporação.</p> <p>Justificativa</p> <p>Existem situações em que a transferência não apenas é desejável como oportuna, assim a norma deve prever instrumentos que permitam a preservação do interesse das distribuidoras mas também viabilizar de forma ágil, tendo em vista a liberdade de gestão de cada agente, a incorporação das DIT. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades, preservando as distribuidoras dos riscos e ônus pre-existentes e, também, facilita o processo de transferência por parte das transmissoras caso assim seja interesse das distribuidoras.</p>	Parcialmente aceito	A distribuidora deve incorporar as DIT na data determinada. A transmissora poderá ser responsabilizada por eventuais pendências pré-existentes.
199.	ABRATE / ELETROSUL	<p>Art. 14 Alterar o caput do art. 4º-A e inserir o § 10 no referido artigo da Resolução Normativa nº 68, de 8 de junho de 2004, com as seguintes redações:</p> <p>“Art. 4º-A A conexão por meio de seccionamento de linha integrante das DIT deverá ser, ressalvado o disposto nos §§ 8º, 9º e 10 deste artigo, autorizada em favor da concessionária de transmissão proprietária da linha.”</p> <p>§ 10 A seu critério e mediante manifestação formal até 90 (noventa) dias após a emissão de Parecer de Acesso pelo ONS, a concessionária ou permissionária de distribuição poderá implementar as entradas e as extensões de linha, associados ao seccionamento, sendo que:</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

	<p>I – a concessionária ou permissionária de distribuição deverá elaborar o projeto básico e o executivo, além de especificar os equipamentos, em observância aos Procedimentos de Rede e às normas e padrões técnicos da concessionária de transmissão para as quais serão transferidas as instalações;</p> <p>II – a concessionária ou permissionária de distribuição, sem direito à indenização, deverá transferir à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada, para fins de vinculação à respectiva concessão, as entradas e as extensões de linha associadas ao seccionamento, os equipamentos necessários para adequações nos terminais da linha seccionada, referentes aos sistemas de telecomunicação, proteção, comando e controle, e sobressalentes necessários à manutenção das instalações a serem transferidas;</p> <p>III - a concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada deverá verificar a conformidade das especificações e projetos, participar do comissionamento das instalações que serão vinculadas à sua concessão e instalar os equipamentos necessários para adequações nos terminais da linha seccionada, referentes aos sistemas de telecomunicação, proteção, comando e controle, de forma a não comprometer o cumprimento do cronograma de implantação, sendo essas atividades ressarcidas pela distribuidora, no valor de 3,0% (três por cento) do custo de construção efetivamente realizado dos ativos transferidos, por ela informado;</p> <p>IV - será estabelecida parcela adicional da RAP em favor da concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada, destinada a cobrir os custos de referência para a operação e manutenção das instalações transferidas, a ser considerada no cálculo da tarifa de uso;</p> <p>V - as transferências ocorrerão pelo custo de construção efetivamente realizado, sendo estes custos informados pelo cedente, e se darão de forma não onerosa para a concessionária de transmissão, devendo ser registradas no ativo imobilizado da concessionária e ter como</p>		
--	---	--	--

		<p>contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).”</p> <p>Justificativa</p> <p>Existe dificuldade de as distribuidoras garantirem as ampliações e reforços das DIT no ritmo demandado pelos usuários do sistema de distribuição. Tal fato tem ocorrido principalmente para os acessos de novas subestações de distribuição por meio de seccionamentos de DIT Para a conexão em barramento integrante das DIT, é facultado à distribuidora a implementação da referida conexão (art. 4º-B) Já para a conexão por meio de seccionamento de LT integrante das DIT, a implementação deverá ser autorizada à concessionária de transmissão proprietária da LT (art. 4º-A) Propõe-se a adequação na REN nº 68/2004, permitindo a execução desses reforços nas DIT pelas distribuidoras, o que contribuiria para minimizar substancialmente as dificuldades apontadas, eliminando também o processo autorizativo e o descasamento das obras de cada agente.</p>		
200.	AES Brasil	<p>Art. 13. Os custos estimados pelas distribuidoras para a incorporação das DIT, discriminados no plano disposto no § 1º do artigo 3º desta Resolução, e aqueles incorridos para a operação e manutenção de tais ativos, serão considerados como item financeiro nos reajustes tarifários posteriores à incorporação dos ativos, devendo ser justificada à ANEEL as eventuais diferenças de valores para o devido reconhecimento na revisão tarifária subsequente.</p> <p>Parágrafo Único. Quando a revisão tarifária periódica da distribuidora ocorrer durante o período de incorporação das DIT, os custos discriminados no plano disposto no § 1º do artigo 3º desta Resolução, bem como aqueles incorridos e/ou estimados para a operação e manutenção de tais ativos, serão reconhecidos em sua integralidade nesse evento tarifário.</p> <p>Sem prejuízo da proposta acima, a AES Brasil sugere que a RAP integral das DIT incorporadas seja direcionada às distribuidoras, de forma a reduzir os montantes atrelados ao item</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

financeiro supra.

Justificativa

Cabe destacar que a AES Brasil corrobora com o entendimento da SRD/ANEEL no sentido de que, até a próxima revisão tarifária, “a distribuidora estaria descoberta dos custos operacionais das DIT incorporadas, as quais precisariam de atenção especial em função da quantidade e da importância para o sistema. Portanto, o período entre a incorporação da DIT e a revisão tarifária precisa ser tratado de forma diferenciada”². Isto posto, e consubstanciado nas medidas adotadas no âmbito da desverticalização do setor elétrico (publicação da Lei 10.848/2004), a AES Brasil entende que o tratamento razoável a ser adotado seja o de que todos os custos relacionados no Plano disposto no § 1º do artigo 3º desta Resolução, bem como o de O&M dos ativos incorporados, sejam considerados como item financeiro nos reajustes tarifários das distribuidoras seguintes à incorporação das DIT. Eventuais diferenças entre os valores reconhecidos nos itens financeiros e os custos efetivamente incorridos pelas distribuidoras deverão ser apurados e justificados à ANEEL para seu reconhecimento na revisão tarifária subsequente. A proposta da AES Brasil ainda considera a possibilidade de que, na ocorrência de revisão tarifária periódico durante o período de incorporação das DIT, a ANEEL antecipe o reconhecimento da integralidade dos custos (realizados e previstos) na tarifa. Desta forma, estar-se-á prevendo dispositivo que permita a distribuidora arcar com sua responsabilidade de indenização, de adequações de ativos e SMF, e de operação e manutenção destes ativos de DIT incorporados até que os mesmos sejam reconhecidos em sua BRR, os quais, destaca-se, se encontram em sua maioria, em fase final de sua vida útil, demandando maiores esforços para a adequada prestação do serviço pela distribuidora aos usuários finais, com investimentos significativos para adequação aos padrões da distribuidora e a operação e manutenção.

201.	CELG Geração e Transmissão	Art. 15 - Em toda subestação RBF a Distribuidora deverá celebrar com a Transmissora contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão, visando formalizar as responsabilidades de cada parte.	Não aceito	Essa regra já existe, não sendo necessário replica-la neste regulamento.
202.	Energias do Brasil	<p>Art. 16º - A No ato da incorporação a transmissora deverá apresentar os seguintes documentos:</p> <p>a) Termo de Transferência assinado por representante legal, identificando os ativos objeto da incorporação;</p> <p>b) Relação dos ativos devidamente identificados, detalhados e codificados em conformidade com a regulamentação setorial;</p> <p>c) Valores originais contábeis, depreciação regulatória e valor residual, por ativo, na data da transferência;</p> <p>d) Projeto executivo detalhado e respectivas plantas técnicas contendo descrição detalhada dos ativos;</p> <p>e) Documentação comprobatória de posse dos terrenos e autorização de passagem e demais documentos de natureza ambiental.</p> <p>Justificativa</p> <p>A transferência do patrimônio deve ser sustentada por documentos que justifiquem a correspondente transação contábil.</p>	Não aceito	A documentação pertinente está disposta no Manual de Contabilidade.
203.	ELEKTRO	<p>Art. NOVO O cálculo da cobertura para perdas de transmissão e de distribuição dos agentes impactados deverão obedecer regra de transição.</p> <p>§1º A mudança no nível de cobertura das perdas de transmissão deve ser precedida de período não inferior a 12 meses de todas as adequações de SMF, para que reflita a nova configuração do sistema.</p> <p>§2º As mudanças no nível de cobertura das perdas de transmissão e distribuição de um mesmo agente devem ocorrer simultaneamente no mesmo processo tarifário.</p> <p>Justificativa</p> <p>Com a incorporação das DIT, as perdas que hoje são rateadas por todos os acessantes, passarão a</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 91.

		<p>ser arcadas por um único agente. Só por uma enorme coincidência esses valores seriam idênticos aos atuais, então se faz necessária uma regra de transição para os seus valores, para evitar ganhos ou perdas para as empresas pela simples mudança na regra de apuração. Nesse sentido deve ser observado período mínimo para mensuração do novo valor da perda de transmissão, ainda com apuração conforme critério anterior, para depois se fazer a mudança na cobertura do agente. Paralelamente, existe a necessidade de se considerar o tratamento de transição da perda como transmissão, para distribuição. Entendemos que o melhor momento para isso seria a revisão tarifária da distribuidora, momento em que as perdas de distribuição são revistas.</p>		
204.	Light	<p>Art. [NOVO]. A distribuidora poderá dispensar a regularização prévia das não conformidades previstas no Art. 5º e incorporar as DIT na condição que se encontram desde que atenda às seguintes condições:</p> <p>I – Informar à ANEEL o cronograma de incorporação.</p> <p>II – Firmar com a Transmissora convênio de ressarcimento dos custos incorridos na regularização das não conformidades pré-existentes à incorporação.</p> <p>Justificativa</p> <p>Existem situações em que a transferência não apenas é desejável como oportuna, assim a norma deve prever instrumentos que permitam a preservação do interesse das distribuidoras, mas também viabilizar de forma ágil, tendo em vista a liberdade de gestão de cada agente, a incorporação das DIT. A sugestão apresentada possibilita contornar estas dificuldades, preservando as distribuidoras dos riscos e ônus pré-existentes e, também, facilita o processo de transferência por parte das transmissoras caso assim seja interesse das distribuidoras.</p>	Parcialmente aceito	Vide contribuição nº 198.
205.	Grupo NEOENERGIA	<p>Art. 15 - As instalações consideradas DIT, mas que já estão planejados para passar para o nível de tensão 230kV, não devem ser transferidas para as distribuidoras.</p>	Não aceito	As situações específicas devem ser tratadas a parte.

	<p>Justificativa</p> <p>Neste caso, poderão existir outras instalações (a exemplo de uma SE DIT na área de concessão da Cosern onde está planejado a construção de uma SE RBF em substituição dessa SE DIT) que não precisariam passar para as distribuidoras. Assim, propõe-se tornar o item mais genérico possível, independente se a instalação é LD, SE DIT ou SE RBF.</p>		
--	---	--	--

CONTRIBUIÇÕES DE CARÁTER GERAL

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
206.	ABRACE	<p>Apesar de a Aneel ter caracterizado o final do período de transição como sendo o momento exato em que se dará a transferência, a Abrace não identificou na proposta da Aneel tratamento a ser dado ao longo do prazo de transição, de três anos. Nesse período, parece não haver, na prática, um responsável por eventuais necessidades de investimentos em expansão, manutenção e melhorias.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa indefinição de curto prazo afetará a confiabilidade das redes elétricas e dificultar acessos de novos agentes às DIT, o que poderá resultar em perda de qualidade do fornecimento de energia elétrica e atrasos para novas conexões. Assim, de forma a evitar possíveis problemas associados à confiabilidade das redes, a Abrace solicita à Aneel que defina claramente as responsabilidades durante o período em que a transferência ocorrerá.</p>	Não aceito	O artigo 11 da minuta submetida à AP resolve a preocupação exarada pelo agente.
207.	ABRACE	Entendemos que a transferência das DIT deve ser neutra para o consumidor final, ou seja, no aspecto econômico as tarifas para os clientes das concessionárias de distribuição não poderão ser afetadas em função dessa transferência.	Parcialmente aceito	Com a nova proposta, não se esperam impactos ao usuário final.
208.	ABRACE	Com o objetivo de tornar a resolução mais clara, a Abrace solicita que no Anexo à minuta de Resolução Normativa sejam descritas quais Demais Instalações de Transmissão listadas	Não aceito	Com a nova proposta, a contribuição perde objeto.

		serão enquadradas em cada um dos incisos do Artigo 2º da minuta de resolução, de forma a evidenciar quais delas serão enquadradas nos critérios de exceção (Inciso III), e não serão objeto de transferência para as distribuidoras, tendo em vista o entendimento de que as subestações sistêmicas de fronteira (“SE RBF”) serão mantidas sob a responsabilidade das transmissoras.		
209.	ABRATE / ELETROSUL	Na instrução do Processo não estão demonstrados: (a) O Ato formal do Poder Concedente - com a decisão de promover a transferência das DIT -, conforme preceitua a Lei nº 9.074/1995, e (b) A expressa autorização do Poder Concedente à ANEEL para alterar o Contrato de Concessão compulsoriamente. Recomenda-se o encaminhamento da juntada do processo ao Poder Concedente, representado pelo MME. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5) Promover a segurança jurídica do ato.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
210.	ABRATE / ELETROSUL	A Nota Técnica nº 032/2015 ANEEL somente apresenta a análise do assunto sob o enfoque da Distribuição, e em sua capacidade de assumir as DIT, contudo, deixa de analisar as implicações desta pretendida medida para as Transmissoras. Nesta NT consta somente a análise pela Superintendência de Regulação da Distribuição, não registrando a análise das Demais Superintendências afetas ao assunto. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não se aplica	A contribuição não faz sugestão ao regulamento em análise.
211.	ABRATE / ELETROSUL	A eventual decisão do Poder Concedente em transferir as DIT implicaria revisão no Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato de Concessão. Nas condições formalmente apresentadas pelo Poder Concedente em 2012, para avaliação do cenário de prorrogação da Concessão por 30 anos, não foi apresentada a transferência de DIT em 2015. Caso houvesse intenção do Poder Concedente em transferir as DIT deveria tê-la feito no ambiente da MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Assim, as	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		<p>Transmissoras teriam a oportunidade de promover a avaliação completa das condições legais, de sua segurança jurídica e de seu novo equilíbrio econômico-financeiro diante da proposta de prorrogação das Concessões de Transmissão.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>		
212.	ABRATE / ELETROSUL	<p>As Transmissoras são fiscalizadas segundo o Índice de Disponibilidade Contratual. Assim, recomenda-se que a ANEEL complemente os termos da Nota Técnica nº 041/2015 e assegurar que, em caso de eventual transferência das DIT, a qualidade do atendimento será assegurada. Os indicadores da transmissão vêm a seguir apresentados: LT 99,939%, TF 99,652% e FT 99,795%.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>	Não aceito	<p>A continuidade não foi apontada como motivador para as transferências. Ademais, para o mesmo nível de tensão, as distribuidoras apresentam níveis de continuidade superiores aos indicados na contribuição.</p>
213.	CEEE-GT	<p>Nota técnica III.1 - Propõe-se que a ANEEL complemente a análise para verificar se as motivações procedem para a transferência e se há vantagens para a sociedade</p> <p>Nota técnica III.4 - Propõe-se que a ANEEL complemente a análise com uma estimativa da nova receita requerida pelas transmissoras após a transferência das DIT, mas fundamentada em dados e projeções fornecidas pelas próprias transmissoras.</p> <p>Propõe-se que a ANEEL complemente a análise com uma estimativa de redução das tarifas de transmissão e elevação das tarifas de distribuição. Afinal a sociedade deve conhecer previamente se a proposta de transferência das DIT reduz ou não a conta do consumidor final.</p> <p>Nota técnica III.5 - Propõe-se que a regularização de dívidas e ônus pré-existentes das DIT tenha participação da transmissora na definição da solução e negociação dos respectivos custos.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 22 - Propõe-se que este item seja completamente desconsiderado como fato motivador.</p>	Aceito	<p>Foi realizada a reanálise dos motivadores, conforme Nota Técnica que acompanha este RAC.</p>

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 23 - Na rede de distribuição comum, a distribuidora é inteiramente responsável por conectar o sistema de transmissão e o ponto de conexão do usuário final, de modo que cabe somente a ela a responsabilidade por planejar adequadamente o sistema de distribuição para atender a seu mercado próprio. Isso é muito importante, uma vez que a distribuidora é o ente que detém as melhores informações sobre sua área de atuação e, conseqüentemente, é quem – em tese – melhor pode planejar a expansão do seu sistema. Ou seja, a responsabilidade pelo atendimento ao mercado próprio está vinculada à liberdade de planejamento. Mas quando se trata de área de atuação conjunta, no qual os sistemas com tensão inferior a 230 kV atende a duas ou mais distribuidoras, existe a necessidade de planejamento conjunto que podem definir obras de reforço em DIT, ou expansão na rede de distribuição que atendem as duas distribuidoras simultaneamente, mas a obra será responsabilidade de apenas uma delas. Por esta razão o processo deve continuar como está, prejudicando a agilidade das distribuidoras mas garantido a modicidade tarifária e atribuindo devidamente as responsabilidades das partes.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 24 - A atividade da distribuidora não se resume apenas a operar redes elétricas, mas também abrange fazer o correto planejamento e executar melhorias e expansões dos ativos com foco no atendimento ao usuário final, independentemente ser ou não do seu mercado próprio. Por esta razão, quando se tratar de instalações com função sistêmica ou compartilhada, distribuidora deve perder a liberdade operacional e de planejamento, e fica dependente de terceiros para executar melhorias e expansões, a favor do mínimo custo global de expansão e da modicidade tarifária.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 25 - Conseqüentemente, a existência das DIT e instalações de uso compartilhado faz com que entre o sistema de transmissão e o usuário final haja trechos de

rede sobre os quais a distribuidora não pode executar plenamente suas atividades.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 26 - O resultado é que distribuidora deve considerar nos seus processos esta interdependência para adequada prestação dos serviços aos usuários finais, assim como já depende no caso de obras na rede básica. Para realizar o atendimento a nova carga, por exemplo, a distribuidora depende da emissão de autorização específica para que a transmissora realize reforço na DIT acessada. Em muitos casos, o prazo para que isso ocorra é superior aos estabelecidos na Resolução Normativa nº 414/2010, aos quais a distribuidora deve se submeter e portanto não pode-se interpretar como perda de prazo.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 27 - Propõe-se que este item seja completamente desconsiderado.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 28 - O sistema elétrico brasileiro foi estruturado com base na segregação das atividades, de modo que cabe às centrais geradoras gerar energia, às transmissoras transmitir e às distribuidoras distribuir. Evidentemente esse modelo permite exceções, em que as distribuidoras podem gerar energia sob condições especiais²¹, por exemplo. As DIT também representam uma exceção nesse modelo, em que as transmissoras têm a concessão de ativos em tensão inferior a 230 kV. Um eventual problema é que tal atividade não faz parte da atividade principal de empresas de transmissão. Desse modo, algumas concessionárias se veem obrigadas a contratar mão-de-obra específica e comprar equipamentos sem ganhos de escala para operar, manter e reforçar essas DIT. Em alguns casos, a transmissora contrata a própria distribuidora atendida pela DIT para dar um primeiro atendimento nas subestações de tensão inferior a 230 kV, conforme relatado pela Elektro²². Para a correta avaliação do tema, propõe-se o levantamento de qual o valor de O&M sem ganho de escala temos em todas as transmissoras. Somente assim será possível

	<p>estabelecer a relevância desta questão para uma transferência compulsória aplicado a todos.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 29 - Propõe-se que este item seja completamente desconsiderado.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 34 - Propõe-se que a ANEEL complemente a análise com uma estimativa dos investimentos necessários que cada distribuidora que assumirá as DIT deve realizar para assumir a operação e manutenção destas instalações, para assim avaliar se de fato as dificuldades relatadas estão superadas.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 41 - Adicionalmente, a redução de receita eventualmente provocada pela transferência das DIT necessariamente estará acompanhada da redução de obrigações, que reflete em redução de custos em outra proporção. Como o contrato de concessão das transmissoras garante a justa remuneração referente à base de ativos considerando as DIT, ao retirar parte destas instalações do contrato, há de se promover o reestabelecimento do equilíbrio econômico financeiro através de um processo de revisão tarifária extraordinária.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 70 - É válido ressaltar que as redes DIT não deixarão de fazer parte da Rede de Operação definida pelo ONS após as transferências. O fato de o Operador precisar operar a rede não se altera com a mudança de proprietário. No entanto, as obrigações de uma distribuidora é fazer distribuição e não operar e manter instalações da Rede de Operação do ONS. Por isto a distribuidora tem pleno direito de operar a linha de transmissão 138 kV aberto, retirando-o da Rede de Operação do ONS.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 78 - Com as transferências aqui propostas, as DIT hoje sob responsabilidade das transmissoras reduzir-se-iam apenas ao barramento secundário do transformador de fronteira e entradas de linha e ele conectadas. Para os casos em que a DIT é de uso exclusivo, tal realidade imprime o dinamismo necessário à</p>		
--	---	--	--

expansão do sistema de distribuição. As distribuidoras passariam a ficar livres para realizar a expansão, reforços e melhorias no sistema, sem necessidade de aval prévio do planejamento centralizado ou da execução de obras por terceiros. Desse modo, os agentes legalmente responsáveis pelo atendimento ao mercado seriam responsáveis por toda a rede que traz energia do sistema de transmissão para o usuário final. Mas quando a DIT é compartilhada, uma distribuidora ficará dependendo da obra de outra distribuidora para atender seu mercado, o que pode ser pior porque esta obra não tem prazo e fiscalização da ANEEL como uma DIT tem atualmente. Por este motivo há tendência das distribuidoras segregarem as instalações, ou seja, duplicar o sistema para que cada um tenha um sistema próprio independente, o que vai contra a modicidade tarifária. Em outras palavras, todo o sistema de distribuição passaria a ser operado pelos agentes diretamente responsáveis por ele, sem ter uma parcela dos ativos tratados como se transmissão fosse, mas o relacionamento entre distribuidoras pode ser mais conflituoso e anti-econômico.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 80 - Convém ressaltar que essa troca de responsabilidades não deve afetar a segurança operativa da rede elétrica. Desse modo, a Rede de Operação definida pelo ONS deve permanecer inalterada, mudando apenas o agente com quem o Operador mantém o relacionamento, que passaria a ser a distribuidora. Do mesmo modo, a possibilidade de o planejamento centralizado determinar a execução de obras em instalações de tensão inferior a 230 kV manter-se-ia inalterada, uma vez que não se vê razão para diferenciar apenas pelo fato de o proprietário da rede ter mudado, conforme já previsto nos incisos I e II, art. 2º da REN nº 68/2004. Mas para isto é necessário restringir a liberdade operativa das distribuidoras, estabelecendo que o ONS classificar instalações de distribuição como rede de operação, a operação da distribuidora fica subordinada ao ONS.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 82 - A CEEE-GT propõe que as subestações da UHE Jacuí e da UHE Canastra, e LT 138 kV UHE Passo Real – Jacuí C1 e C2 sejam integralmente mantidas na concessão desta transmissora, por se tratarem de subestações fortemente associada a usina de geração.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 88 - O que poderia tornar o Cenário 1 inoportuno é se ele exigisse grande direcionamento de recursos das distribuidoras que comprometesse os investimentos em expansão e qualidade das empresas. Para fazer a Análise de Impacto Regulatório dessa proposta, foi feito um levantamento de quanto as distribuidoras devem investir para promover a indenização às transmissoras pelas DIT não amortizadas, conforme as regras trazidas na minuta de Resolução Normativa em anexo, e somada aos investimentos adicionais que as distribuidoras devem realizar para integrar os ativos incorporados aos seus sistemas de telecomando. Esse valor (indenização + investimento próprio) que será paga em parcela única no final do prazo determinado para incorporação foi comparado com o a média anual de investimento realizado pelas distribuidoras nos anos 2013 e 2014, conforme o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 89 - Incorporar os investimentos adicionais, atualizar o valor da indenização de acordo com o critério estabelecido na minuta de resolução, concentrar a indenização+investimento em um único ano e recalcular os valores da tabela.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 90 - Em geral, o montante necessário para amortizar as DIT previamente à incorporação somada aos investimentos, quando comparado com o valor investido anualmente pelas distribuidoras, demonstra forte impacto na capacidade de investimento das distribuidoras afetadas, o que indica a necessidade de estender o prazo para a transferência a fim de diluir esta

	<p>pressão financeira em mais anos.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 100 - Comentário: A ANEEL está completamente equivocada e devem reavaliar os próprios conceitos. A receita definida pela ANEEL deve ser o valor justo para a transmissora prestar o serviço de acordo com o contrato de concessão. Se a base de ativos do contrato de concessão é alterada unilateralmente, automaticamente a ANEEL deve redefinir o valor justo da RAP para esta nova condição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nota técnica III.1 - Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta os fundamentos que indicam que não há fundamentação na motivação, e aponta diversas desvantagens técnicas e econômicas na proposta de transferência das DIT.</p> <p>Nota técnica III.4 - Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta os fundamentos que indicam que não haverá redução dos custos operacionais na proporção apresentada na NT nº 0032/2015 – SRD/ANEEL. Para assegurar a devida avaliação será necessário intercâmbio de dados e informações adicionais das concessionárias.</p> <p>Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta os fundamentos que indicam uma possível elevação das tarifas para o consumidor final. Para assegurar a devida avaliação será necessário intercâmbio de dados e informações adicionais das concessionárias.</p> <p>Nota técnica III.5 - A proposta visa inserir no processo a concessionária que no final arca com os custos, portanto nada mais justo que o mesmo participe das decisões que geram o ônus.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 22 - O estudo de planejamento pelo mínimo custo global deve estabelecer as obras de expansão e reforços, independentemente a quem será atribuída à responsabilidade pela execução da obra, assim com se é transmissão ou distribuição. Se neste estudo, para solucionar uma sobrecarga numa</p>		
--	--	--	--

linha de transmissão 138 kV DIT, a obra definida for uma nova linha de transmissão 138 kV, a regulação da ANEEL obriga que esta nova linha seja responsabilidade da distribuidora. Portanto, se existe de fato autorização ou licitação no sistema de transmissão ou reforços em DIT, que são soluções não ideais mais demoradas e onerosas ao consumidor final, a culpa somente poderá ser atribuída ao agente de distribuição, que não indicou no planejamento setorial centralizado, a obra que seria de sua responsabilidade que minimizaria este custo.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 23 - A análise da SRD/ANEEL não considerou a existência de sistemas com tensão inferior a 230 kV que são compartilhados. Normalmente estas instalações estão classificadas como DIT, e as que têm função sistêmica são planejadas no planejamento centralizado da EPE. Mas outras que são apenas compartilhadas, o Módulo 2 do PRODIST determina que o planejamento seja feito pelas distribuidoras. Neste estudo conjunto pode-se definir uma nova linha de transmissão que atenderá o mercado de duas distribuidoras, mas caberá a uma dela implantá-la. Mas como a ANEEL não estabeleceu controle sobre estas obras de distribuição, as distribuidoras evitam planejar a expansão com solução conjunta, no qual uma dependerá de outra para atender seu mercado. Consequentemente esta alternativa é omitida do planejamento setorial e são definidas as obras de distribuidoras que atendem somente o respectivo mercado, reforços em DIT ou rede básica.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 24 - Para manter o alinhamento com os argumentos dos itens anteriores.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 25 - Para manter o alinhamento com os argumentos dos itens anteriores.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 26 - A própria REN 414/2010, no seu Art. 32 diz: “§ 2º Havendo necessidade de execução de estudos, obras de reforço ou ampliação na Rede Básica ou instalações de

outros agentes, o prazo de que trata este artigo deverá observar as disposições estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição ou Procedimentos de Rede.” Então não há fundamento na alegação de que se perde prazo porque depende de emissão de autorização específica.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 27 - Primeiro porque somente a distribuição está fazendo atividades típicas de distribuição. A EPE só faz planejamento sistêmico, que pode envolver reforços em DIT quando afeta a rede básica. E a transmissora só faz obras em tensão inferior a 230 kV quando é autorizado pela ANEEL.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 28 - Ter a concessão de uma DIT jamais pode ser confundido com fazer distribuição de energia. E quanto ao suposto problema de que concessionárias de transmissão não tem ganho de escala para operar, manter e reforçar as DIT, não é razoável transferir todas as DIT quando apenas uma pequena minoria não tem ganho de escala. Para solucionar isto, parece que a negociação bilateral é o caminho correto.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 29 - Isto não é um problema das DIT, afinal entre as distribuidoras tem diferentes padrões para o novo acesso, por exemplo: algumas distribuidoras exigem seccionamento para conexão em linhas de transmissão, outras distribuidoras permitem a conexão em derivação rígida (“pingo”). Existe até os dois padrões na mesma distribuidora (AES Sul, acesso do consumidor Stihl seccionando a LT 138 kV Cachoeirinha 1 – São Leopoldo, e o consumidor Hexion em derivação rígida na LT 69 kV Parque Industrial – Pólo Filmes.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 34 - Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta as justificativas dos investimentos elevados que são necessários para que as distribuidoras assumam estas instalações. Este montante de investimento estimado pela CEEE-

	<p>GT indica que a ANEEL deve realizar um levantamento criterioso em todas as concessionárias afetadas.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 41 - Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta estimativas e justificativas que apontam uma redução de custo muito inferior a redução da receita.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 70 - Na leitura da regulamentação vigente da CEEE-GT, não foi localizada obrigatoriedade da distribuidora seguir a definição de Rede de Operação do ONS.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 78 - Atualmente a distribuidora depende de obras em DIT da transmissora, que tem: prazo estabelecido em Resolução Autorizativa; acompanhamento no SIGET; fiscalização da ANEEL. Com a transferência de DIT compartilhada, uma das distribuidoras ficará dependendo de obra de outra distribuidora, que tem liberdade total na gestão da obra. Como há muita incerteza neste cenário, a tendência da distribuidora será evita-lo. Ao mesmo tempo, o planejamento da expansão das distribuidoras é responsabilidade das mesmas, sem qualquer acompanhamento de uma instituição que defende os interesses da sociedade. Isto permite que as distribuidoras definam a expansão segregando as instalações, para que cada distribuidora tenha sua instalação de uso exclusivo em cada subestação.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 80 - Atualmente a distribuidora tem total liberdade operativa nas instalações da sua base de ativos. Por exemplo: uma linha de transmissão DIT que tem função sistêmica porque interliga dois submercados. No caso em que ocorra a transferência deste ativo para a distribuidora, o mesmo passa a ser um ativo de distribuição e por isto a distribuidora tem total liberdade de “abrir” esta interligação, ou seja, o ONS não poderá mais considerar a linha disponível na rede de operação. A CEEE-GT não encontra na regulamentação vigente a</p>		
--	---	--	--

		<p>obrigatoriedade da distribuidora ficar subordinada ao ONS nestes casos.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 82 - Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta as justificativas para manter estas instalações na sua concessão.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 88 - A premissa da análise está equivocada. Em primeiro lugar porque a ANEEL não considerou todos os valores que a distribuidora deve investir no processo de transferência. Na NTT-15-0012 da CEEE-GT em anexo justifica os investimentos adicionais que devem ser considerados nesta análise, e apresenta uma estimativa dos mesmos nas instalações desta transmissora. Em resumo são R\$ 204 milhões que as distribuidoras devem investir além da indenização das DIT não amortizada. Em segundo lugar, a ANEEL estabeleceu uma indenização anual média (3 anos). No entanto, devido à complexidade do processo de transferência de ativos, o pagamento da indenização ficará concentrado no último ano. Assim como as obras necessárias para integração dos ativos no sistema de distribuição, que devem ser concluídos somente no 3º ano, o que concentrará também a maior parte do desembolso neste ano.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 90 - Na NTT-15-0012 da CEEE-GT em anexo, a CEEE-GT projetou o comprometimento que corresponde a 47% da soma dos investimentos médios do PDD das distribuidoras afetadas.</p> <p>Fl. 6 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 100 - Na NTT-15-0012 da CEEE-GT em anexo a CEEE-GT apresenta a fundamentação que justifica porque na concessão do serviço de transmissão de energia elétrica, não é o custo que se ajusta e receita e sim o contrário.</p>		
214.	CEMIG	<p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 17 - As dificuldades das distribuidoras permanecem as mesmas, haja vista as dificuldades de fluxo de caixa proporcionado em função da compra de</p>	Parcialmente aceito	Com a nova proposta, os ônus levantados na contribuição são significativamente

	<p>energia derivada da exposição involuntária para atendimento à demanda, a redução do wacc, quando comparado entre o primeiro e o terceiro ciclo de revisão tarifária, fator que reduz a capacidade de investimento da concessionária e o momento delicado de renovação das concessões de distribuição. Dessa forma, não há como atribuir a incorporação compulsória dos ativos aqui propostos às concessionárias de Distribuição.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 19 - Como dito anteriormente, as dificuldades técnicas e financeiras para assumir a responsabilidade sobre as DIT permanecem. Inclusive, a capacidade de buscar crédito no mercado foi significativamente reduzida em função da incerteza quanto à renovação das concessões.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 20 - De fato, as resoluções solucionaram a questão à época, mas o modelo por elas estabelecido passou a apresentar, posteriormente, alguns inconvenientes. Em especial, destaca-se a dificuldade de garantir as ampliações e reforços das DIT no ritmo demandado pelos usuários do sistema de distribuição, notadamente nos níveis de tensão mais baixos. Por serem classificadas como instalações de transmissão, o planejamento da expansão das DIT é centralizado, definido no PAR-DIT19 elaborado anualmente pelo ONS20 em consonância com o planejamento de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e do Ministério de Minas e Energia – MME. Todavia, essas instalações desempenham função de distribuição, o que exige um maior dinamismo e celeridade de sua expansão para acompanhar o crescimento da demanda em níveis de tensão mais baixos.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 21 - Planejamento setorial centralizado não determina novas obras de expansão de DIT, restringindo-se a reforços, o que tem resultado em conflitos no tocante as responsabilidades das distribuidoras para execução de obras de expansão.</p>		reduzidos.
--	--	--	------------

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 22 - Dada a impossibilidade de autorizar a expansão das DIT, outras soluções acabam sendo viabilizadas para assegurar o atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica. Como alternativa, são autorizadas ou licitadas expansões no sistema de transmissão ou reforços em DIT. A consequência é que se adotam soluções não ideais de planejamento, que normalmente são mais demoradas e onerosas ao consumidor final.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 24 - Portanto, a atividade da distribuidora não se resume apenas a operar redes elétricas, mas também abrange fazer o correto planejamento e executar melhorias e expansões dos ativos com foco no atendimento ao usuário final. No entanto, isso não ocorre nas DIT. Sobre as DIT, a distribuidora não tem liberdade operacional e de planejamento, tampouco executa melhorias e expansões, apesar das discussões acerca de sua responsabilidade sobre estas últimas atividades.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 25 - Conseqüentemente, a existência das DIT faz com que entre o sistema de transmissão e o usuário final haja trechos de rede sobre os quais a distribuidora não pode executar plenamente suas atividades. Para cumprir as obrigações impostas pelo contrato de concessão, a distribuidora se vê dependente de entes que fazem o planejamento centralizado e das transmissoras executarem obras em âmbito de distribuição. Logo, uma parcela da atividade de distribuição é executada por outros, embora a responsabilidade recaia exclusivamente sobre a distribuidora. A execução de uma mesma atividade (distribuição) por mais de um agente acaba por dificultar a atribuição de responsabilidades e promover uma ineficiência operacional. Assim, a liberdade para planejar e operar os ativos, que a distribuidora precisa usufruir para cumprir as obrigações impostas pelo Contrato de Concessão, fica reduzida em função da existência de ativos de distribuição operados e planejados por outrem.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 26 - O resultado é prejuízo à adequada prestação dos

serviços aos usuários finais. Para realizar o atendimento a nova carga, por exemplo, a distribuidora depende da emissão de autorização específica para que a transmissora realize reforço na DIT acessada. Em muitos casos, o prazo para que isso ocorra é superior aos estabelecidos na Resolução Normativa nº 414/2010, aos quais a distribuidora deve se submeter. Portanto, há casos de perda de prazo pela distribuidora em função da burocracia do processo de reforço das DIT.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 27 - Dessa forma, um dos principais inconvenientes relacionados às DIT é a atribuição de atividades típicas de distribuição (planejamento, construção e operação de ativos em tensão inferior a 230 kV) a entes que não sejam a detentora da concessão ou permissão do serviço público de distribuição energia elétrica. O resultado é a adoção de soluções não ideais de expansão, reforços e melhorias e dificuldades das distribuidoras na plena prestação do serviço adequado aos usuários finais.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 28 - O sistema elétrico brasileiro foi estruturado com base na segregação das atividades, de modo que cabe às centrais geradoras gerar energia, às transmissoras transmitir e às distribuidoras distribuir. Evidentemente esse modelo permite exceções, em que as distribuidoras podem gerar energia sob condições especiais, por exemplo. As DIT também representam uma exceção nesse modelo, em que as transmissoras fazem distribuição ao operar ativos em tensão inferior a 230 kV. O problema é que, além de isso retirar a liberdade operacional e de planejamento da distribuidora, tal atividade não faz parte da atividade principal de muitas empresas de transmissão. Desse modo, essas concessionárias se veem obrigadas a contratar mão-de-obra específica e comprar equipamentos sem ganhos de escala para operar, manter e reforçar essas DIT. Em alguns casos, a transmissora contrata a própria distribuidora atendida pela DIT para dar um primeiro atendimento nas subestações de tensão inferior a 230 kV, conforme relatado pela Elektro22.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 29 - A distorção não afeta apenas distribuidoras e transmissoras, mas os consumidores também sentem efeitos da existência das DIT, que, por serem instalações de transmissão, têm regras diferenciadas de conexão, definidas no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, normalmente, com padrões superiores aos empregados na distribuição. Desse modo, apesar de também estarem no âmbito da distribuição, os agentes que se conectam em DIT recebem tratamento diferente ao que é dado aos seus semelhantes simplesmente por estarem em instalações de propriedade de uma transmissora, sem motivação técnica aparente.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 33 - Hoje, as dificuldades financeiras estão relacionadas, principalmente, ao ressarcimento dos investimentos não amortizados das transmissoras. No entanto, boa parte dessa questão foi sanada com a edição da Lei nº 12.783/2013, conversão da Medida Provisória – MP nº 579/2012. Essa Lei promoveu a indenização dos ativos de transmissão não amortizados como condição para renovação antecipada dos contratos, dentre os quais, encontravam-se as DIT. Desse modo, a Lei amortizou as DIT existentes quando da sua publicação, e, portanto, o óbice financeiro encontra-se reduzido.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 34 - Do lado operacional, acredita-se que os empecilhos existentes na época das privatizações tenham sido superados. Naquele momento de reestruturação, as distribuidoras passavam por muitas mudanças, o que dificultava concentrar esforços em promover ampliações nas DIT. Ainda que os desafios atuais das distribuidoras sejam amplos, as empresas já se encontram estabelecidas há quase duas décadas. Além disso, os inconvenientes surgidos após as REN nº 67/2004 e nº 68/2004 são maiores do que as eventuais dificuldades operacionais que as distribuidoras teriam para passarem a operar as DIT.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 36 - Assim, pretende-se aproveitar esse momento

específico em que as DIT encontram-se, em sua maioria, amortizadas pelos efeitos da Lei nº 12.783/2013 para promover a transferência dessas instalações para as distribuidoras. Ainda que o momento atual seja oportuno, o processo de transferência é complexo e exigirá bastante empenho dos agentes envolvidos, devendo-se buscar maneiras de tornar a transição mais amena.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 40 - Além disso, a renovação das concessões promovida pela referida Lei foi um ato voluntário das transmissoras, que livremente aceitaram submeter-se às condições exigidas, por questões estratégicas de cada empresa. De fato, ao optarem pela renovação antecipada, as transmissoras consideraram um cenário em que as DIT estariam sob sua responsabilidade, e a transferência das DIT poderá afetar algumas empresas que já sofreram redução de receita decorrente da Lei nº 12.783/2013. No entanto, não se espera que os impactos atinjam as empresas de forma generalizada. Em outras palavras, sabe-se que algumas transmissoras serão afetadas pelas transferências das DIT, mas isso ocorreria de forma individualizada, sem potencial para afetar a capacidade de investimento do setor de transmissão. Ainda que as preocupações da Abrate e da CTEEP sejam válidas, não se pode abdicar de um benefício à sociedade em geral em função das adversidades que a transferência das DIT causará em algumas transmissoras.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 53 e 58 - Do ponto de vista técnico, a CEMIG pontua: 1. Dispersão de instalações: O critério proposto pelo regulador para a transferência das DIT não considerou a dispersão de instalações entre municípios. Assim, com a possível transferência a Distribuidora pode perder o ganho de escala, uma vez que há casos, como, por exemplo, a SE Mascarenhas de Moraes (Furnas) em que a distribuidora passará a operar e manter um pequeno número de instalações em uma determinada Subestação e/ou região; 2. Duplicação de infraestrutura: Haverá complicador para compartilhar casa de

comando, que possui instalação física de rede básica de fronteira abaixo do barramento do transformador 138 kV, especialmente em subestações onde há restrição de espaço físico; Será necessário também duplicar casa de comando e controle. 3. Pessoal: A distribuidora não possui equipe preparada para atuar em níveis de tensão típicos de transmissão; Haverá necessidade de certificação da equipe de operadores da distribuidora, sendo necessário que os mesmos tenham habilitação para participar dos processos de intervenção do ONS. 4. Transferência de equipamentos típicos de transmissão: A transferência das instalações identificadas como SE RBF, exigiria a transferência para a distribuidora de equipamentos típicos de transmissão, como por exemplo o compensador síncrono, ligado diretamente na barra de 13,8 kV e banco de capacitores, equipamento que segundo os procedimentos de rede é típico do agente de operação e que tem função de controle de tensão do sistema de transmissão. 5. Concorrência de projetos da transmissora e da distribuidora: A concorrência de projetos da transmissora e da distribuidora poderá causar atrasos na execução das obras, uma vez que há casos de SE's, em que o terreno é o mesmo, sendo que não foi incluído no lote da licitação os equipamentos 138kV/13,8kV. Neste caso, é fato que não será possível realizar as obras da distribuição simultaneamente com as obras de transmissão, ou seja, o processo perderá agilidade operacional. Haverá necessidade de executar serviços em ativos compartilhados com a transmissora, tais como: casa de controle e dispositivos de supervisão, proteção e controle; Manutenção/inspeção em equipamentos de proteção; intervenções em equipamentos de telecontrole; necessidade de operação local para tensão de 13,8kV; aumento expressivo do risco de trip acidental.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 63 - O relato apresentado pela SRD não reflete a realidade da CEMIG, pois todas as entradas de linha nos casos de acesso entre distribuidoras estão sendo operadas e mantidas pelas acessantes, seguindo o disposto no módulo 3 do

	<p>PRODIST e na REN 506/2012.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 66 - Em resumo, as SE DIT seriam transferidas para as distribuidoras detentoras da área de concessão onde estão localizadas. Já as SE RBF teriam os barramentos e equipamentos com tensão inferior a 230 kV transferidos para as distribuidoras detentoras da área de concessão onde estão localizadas, com exceção do barramento diretamente ligado ao transformador de fronteira. Tanto nas SE DIT quanto nas SE RBF, as entradas de linha referentes ao acesso de outras distribuidoras seriam transferidas para as respectivas acessantes.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 80 - Diferentemente da afirmação da SRD, a CEMIG entende que a troca de responsabilidade poderá prejudicar a segurança operativa. Um bom exemplo é o risco de acidente e trip em subestações de transmissão em que a distribuidora também atue.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 20 - Não há como exigir mais investimento das concessionárias de distribuição, considerando o momento atual de incertezas.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 21 - A CEMIG entende que a REN 068/2015 prevê critérios para ampliações e reforços das DIT. Uma solução mais simples e menos penosa para os agentes seria o aperfeiçoamento do regulamento vigente para definir os critérios de autorizações para DIT.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 22 - Mesmo que a autorização e a licitação sejam processos morosos, entendemos que é a melhor maneira de definição de responsáveis. Há que se considerar que não é possível prover soluções imediatas ao setor elétrico, até porque as soluções propostas sempre envolvem vultosos investimentos em infraestrutura. Essa situação aconteceu devido ao represamento das obras, uma vez que não houve a Consolidação da Obras das DIT que ficaram paradas desde 2013.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 24 -</p>		
--	---	--	--

Não é diferente no negócio de transmissão. Entendemos que o atendimento ao usuário final é uma premissa do setor, não se aplicando somente ao negócio de distribuição.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 25 - A CEMIG entende que há soluções menos penosas, a exemplo de uma revisão do procedimento para as autorizações e a criação de regulamento que discipline o acompanhamento da expansão e as consequências pelo seu não cumprimento. Uma solução possível seria o SIGET obras distribuidoras associadas.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 26 - A REN 068/2015 estabelece que a obra aconteça de qualquer forma, desde solicitado o acesso. Entendemos que essa relação de dependência jamais deixaria de existir, uma vez que a distribuidora depende do sistema de transmissão para atender ao usuário final. Como alternativa, a CEMIG propõe que seja realizado uma revisão do procedimento de autorizações, buscando contemplar as autorizações em DIT.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 27 - No passado, o RESEB foi atualizado para indicar a função de transmissão como fator principal. Buscando experiências internacionais, foi verificado que países como a França, Estados Unidos e Portugal possuem níveis de tensão de separação entre transmissora e distribuidora menores que os aplicados no Brasil. Inconvenientes maiores podem ser criados, uma vez que será necessário um regulamento que estabeleça a necessidade da Distribuidora consultar o ONS quanto aos impactos de natureza sistêmica antes de conceder acesso nas instalações que vierem a ser transferidas. A CEMIG entende que esse problema pode ser facilmente resolvido por meio de alteração no regulamento vigente.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 28 - O modelo proposto pela ANEEL também não resolve o problema. Com a possível transferência a transmissora permaneceria com instalações de 13,8 kV. Hoje as transmissoras possuem a expertise para operar esses ativos. Além disso, a separação das subestações da

forma como proposta pela ANEEL acarretará em deseconomia de escala. Não se considerou que as transmissoras já superaram essa questão. Quando se definiu, no passado, que a responsabilidade pelas DIT seria das transmissoras, essas concessionárias precisaram se adaptar para atender a demanda definida pela ANEEL. Não identificamos vantagens nessa transferência.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 29 - Hoje, as regras e os padrões de conexão ao sistema de transmissão e ao sistema de distribuição utilizados na CEMIG são semelhantes.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 33 - Há que se considerar que o cenário econômico atual não é favorável para o setor elétrico. As distribuidoras vivenciam problemas financeiros em função de compra de energia para suprir a exposição no ambiente regulado, haja vista o empréstimo contratado via CCEE para financiamento do setor. Por outro lado, as transmissoras perderiam ativos que representam parcela significativa da sua receita. Quando da renovação das concessões de transmissão, o regulador não sinalizou a possibilidade de transferência dos ativos deixando, portanto, as concessionárias de transmissão em situação delicada, uma vez os seus estudos de atratividade econômico-financeira relativo à renovação das concessões não considerou a perda de instalações decorrente da transferência das DIT.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 34 - No cenário atual, os desafios operacionais das distribuidoras permanecem, uma vez que a mesma precisa se preocupar: (i) em receber e operar ativos para os quais a mesma não possui expertise, tendo em vista que será necessário treinar mão de obra para: atuar em ambientes com tensão acima de 230 kV, operar e manter equipamentos típicos de transmissão, a exemplo de compensador síncrono ligado ao barramento de 13,8 kV; (ii) com a adequação de tais ativos aos seus sistemas, ativos esses com prazo de vida útil regulatório já superado, necessitando de reinvestimentos para

atualização de instalações e equipamentos; (iii) em honrar os empréstimos contraídos mediante intermediação do governo, para arcar com custos de energia no curto prazo, relacionados à desconstrução e geração termelétrica; (iv) com o atendimento aos novos indicadores de sustentabilidade da concessão, propostos por meio da Audiência Pública nº 038/2015.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 36 - As dificuldades de transferência das DIT para as transmissoras não se resumem a aspectos econômicos e financeiros. Vale destacar que mesmo nos exemplos citados na Nota Técnica em que a transferência das DIT se deu por acordo entre as partes, foi relatado dificuldades operacionais para essa transferência.

Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 40 - No momento de renovação das concessões, não havia qualquer sinalização para as transmissoras de que, em um futuro próximo, as DIT seriam transferidas compulsoriamente às distribuidoras. Dessa forma, não havia qualquer motivo para as transmissoras construírem expectativas sobre a possibilidade de tal transferência ocorrer. Por todo o exposto, não se considerou aqui que as transmissoras que renovaram suas concessões o fizeram por considerar também as expectativas de receitas advindas das DIT. O poder concedente apresentou uma proposta aos transmissores de renovação antecipada das concessões mediante as condições pré estabelecidas cabendo às transmissoras o direito de aceitar ou não a proposta. As transmissoras que aceitaram a renovação antecipada partiram do princípio que as instalações por ora vinculadas ao respectivo contrato permaneceriam ao longo da vigência do contrato e por esse motivo realizaram suas avaliações de viabilidade econômico-financeira, fator este decisivo do ponto de vista de atratividade negócio, sem considerar a perda de receita decorrente da transferência dessas instalações para as distribuidoras. Quanto ao prejuízo para a sociedade, não foi pontuado na Nota Técnica que a transferência poderá trazer deseconomia de escala, uma vez que haverá a pulverização de instalações sobre responsabilidade da

		<p>distribuidora. Além disso, as equipes de fiscalização da distribuidora e da transmissora deverão estar presentes nas mesmas instalações para assegurar a qualidade dos serviços prestados, o que em uma análise global implica no aumento de custos para sociedade. O regulador não pontuou aqui que o benefício trazido com a transferência das DIT se restringe àqueles conectados diretamente a uma DIT. Em contrapartida, o aumento de custos associados à possível transferência das DIT impactaria a sociedade de forma geral, uma vez que os custos suportados pela distribuidora necessariamente seriam repassados ao consumidor final via tarifa. O momento econômico também não é favorável, considerando a série de aumentos que já foram repassados ao consumidor. Com a indenização às transmissoras, a distribuidora reduz recursos que poderiam antes ser investidos na melhoria do seu sistema de distribuição, o que traria maior benefício ao consumidor final.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 66 - Diante de todas as dificuldades relatadas para a implementação da transferência compulsória das DIT para as concessionárias de distribuição, propõe-se que as SE RBF não sejam transferidas.</p> <p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 80 - Diferentemente da afirmação da SRD, a CEMIG entende que a troca de responsabilidade poderá prejudicar a segurança operativa. Um bom exemplo é o risco de acidente e trip em subestações de transmissão em que a distribuidora também atue.</p>		
215.	COOPERL UZ	<p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 85 - Não transferir DIT compartilhada a uma única distribuidora.</p> <p>Justificativa</p> <p>A maior desvantagem tanto do cenário 1 quanto do cenário 2, é que alterações compulsórias ferem os critérios de operação e planejamento que foram praticados ao longo dos anos pelas empresas de distribuição. Todo um planejamento realizado e por realizar, terá que ser reconstruído por força de alteração de tarifas e de propriedade de instalação, pois os novos</p>	Aceito	As DIT compartilhadas não serão transferidas, de acordo com a nova proposta.

		<p>proprietários das instalações DIT terão metas definidas através de seus critérios e conceitos, e as demais distribuidoras utilitárias destas mesmas instalações ficarão totalmente submetidas ao planejamento da nova proprietária. Inúmeras obras de distribuição foram realizadas no intuito de obtenção de menor tarifa de uso (MODICIDADE TARIFÁRIA), sendo que agora, muitas delas tornar-se-ão inadequadas pelo ponto de vista tarifário, ou seja, foi alterado e deverá ser revisto todo o planejamento estratégico de obras da distribuidora.</p>											
216.	TAESA	<p>Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL 101 - O resumo das simulações preliminares³³ da indenização a receber e da RAP reduzida por transmissora está mostrada na tabela a seguir:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Transmissora</th> <th>Indenização (R\$)</th> <th>RAP das instalações transferidas (R\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ETAU</td> <td>8.368.740,10</td> <td>1.321.313,13</td> </tr> <tr> <td>SÃO GOTARDO</td> <td>5.102.185,08</td> <td>570.572,40</td> </tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>Os valores indenizatórios previstos na Nota Técnica não condizem os montantes registrados na contabilidade da TAESA. Esta constatação reforça o entendimento acima sugerido, qual seja, de que a ANEEL deverá consultar as transmissoras, antes de estabelecer o valor final de indenização, a fim de evitar distorções contábeis que poderão incitar em eventuais pedidos de reequilíbrio econômico e financeiro. De qual forma, solicita-se o ajuste dos valores estabelecidos para o ressarcimento das concessões ETAU e São Gotardo, conforme contribuições constantes na planilha anexa.</p>	Transmissora	Indenização (R\$)	RAP das instalações transferidas (R\$)	ETAU	8.368.740,10	1.321.313,13	SÃO GOTARDO	5.102.185,08	570.572,40	Não aceito	O valor a ser indenizado não será definido pelas transmissoras, mas pelos regulamentos da ANEEL.
Transmissora	Indenização (R\$)	RAP das instalações transferidas (R\$)											
ETAU	8.368.740,10	1.321.313,13											
SÃO GOTARDO	5.102.185,08	570.572,40											
217.	COPEL Geração Transmissão	<p>Caso a proposta de resolução seja aprovada pela diretoria da ANEEL, sugerimos a abertura de outra audiência pública, visando a possibilidade</p>	Não aceito	A nova proposta não contempla a transferência de									

		de transferência de equipamentos conectados ao barramento do secundário do transformador da transmissora com maior nível de tensão igual ou superior a 230 kV, das distribuidoras para as transmissoras, ou que o novo regulamento já faculte essa possibilidade, conforme os casos apresentados acima.		ativos nas SE RBF.
218.	CTEEP	<p>Art. 12. Ficam alterados os Arts. 3º e 4º da Resolução Normativa nº 67, de 08 de junho de 2004, que passam a vigorar com a seguinte redação: “Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam a qualquer um dos seguintes critérios:</p> <p>I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;</p> <p>II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004;</p> <p>III - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, ainda que com tensão inferior a 230 kV, que formem anel ou que exerçam função de transmissão, caracterizada por fluxos de potência que dependem essencialmente do despacho de geração na rede elétrica;</p> <p>IV - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, ainda que com tensão inferior a 230 kV, quando do uso compartilhado por mais de uma concessionária de distribuição.</p> <p>Art. 4º Não integram a Rede Básica as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:</p> <p>I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em</p>	Não aceito	A REN 67 não será alterada.

		<p>caráter exclusivo;</p> <p>II – instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais; e</p> <p>III – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, com características radiais para atendimento exclusivo ao mercado das distribuidoras e não localizados em subestações com níveis de tensão primária igual ou superior a 230 kV, quando não se enquadrem nos incisos III e IV do Art. 3º.”</p> <p>Justificativa</p> <p>Sugestão de redação para adequar o conceito de redes ao critério híbrido de classificação, considerando função + tensão, conforme amplamente exposto nas Contribuições CTEEP, em especial, no item II. Sendo este, inclusive, consistente com os padrões interacionais, atendendo também as premissas impostas pela legislação, particularmente o Art. 17 da Lei n.º 9.074/1995.</p>		
219.	CTEEP	<p>Direitos Trabalhistas. Art. 13 – Os colaboradores afetados pela transferência deverão ser transferidos para as concessionárias de Distribuição com as mesmas condições de remuneração vigentes na concessionária de transmissão, garantida estabilidade de emprego por 36 meses.</p> <p>Justificativa</p> <p>Os colaboradores afetados merecem tratamento especial, devendo haver proteção social quanto à eventual dispensa sem justa causa.</p>	Não aceito	A ANEEL não trata de direitos trabalhistas.
220.	DEMEI	<p>Propõe-se que o início das amortizações das DITs incorporadas seja concomitante a RTP.</p> <p>Justificativa</p> <p>A incorporação dos ativos pelo DEMEI deverá promover um crescimento expressivo na sua base bruta em torno de 70% e 105% na base líquida. Esses investimentos, pela regra proposta</p>	Não aceito	Isso postergaria demasiadamente o início das incorporações, o que pode levar ao abandono dos ativos.

		seriam reconhecidos, somente, a partir da próxima RTP. Tal condição repercutira em um descasamento do fluxo financeiro. Assim, visando garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora, propõe-se que o início das amortizações das DITs incorporadas seja concomitante a RTP. Dessa forma, a responsabilidade em operar e manter os ativos incorporados estariam concatenados com as receitas de O&M já inseridas nas tarifas das distribuidoras, bem como as receitas relativas à remuneração do capital sobre os investimentos realizados na indenização dos ativos.		
221.	DEMEI	Entende-se necessária uma análise mais profunda, dando transparência sobre as reais responsabilidades das distribuidoras com relação às DITs após a sua incorporação.	Não aceito	As responsabilidades das distribuidoras já estão definidas nos seus contratos de concessão.
222.	DEMEI	<p>Propõe-se que os níveis de continuidade DEC e FEC das DITs, bem como os desembolsos de investimentos e custos de O&M associados com a incorporação das mesmas não sejam considerados para efeitos de avaliação na métrica de prorrogação condicionada dos contratos de concessão estabelecida pelo Decreto nº 8461/2015.</p> <p>Justificativa</p> <p>A transferência das DITs para as distribuidoras é um avanço importante do ponto de vista regulatório e necessário para o dinamismo da expansão da distribuição. No entanto, os investimentos decorrentes da incorporação das DITs não estão associados ao planejamento da expansão convencional. Tais investimentos decorrem de uma reorganização de responsabilidades entre agentes, portanto não se encontram alinhados a métricas de prorrogação condicionada dos contratos de concessão, estabelecida pelo Decreto nº 8461/2015. Adicionalmente, os indicadores DEC e FEC das DITs são tratados com indicadores externos as distribuidoras. Ao considerá-los como indicadores internos haverá uma, significativa, distorção de DEC e FEC histórico, ensejando uma revisão das metas impostas.</p>	Não aceito	Não se vê como a transferência das DIT possa afetar os indicadores de continuidade da distribuidora.

223.	FECOERGS	<p>NOTA TÉCNICA Nº 032/2015 item 61. Para a proposta aqui tratada, opta-se pelo critério geográfico, tendo em vista a facilidade operacional que ele proporciona e a pontualidade dos casos em que o outro critério prevalece. Além disso, o MUST contratado por uma distribuidora na subestação pode variar ao longo do tempo, enquanto a área de concessão da distribuidora é um parâmetro mais perene. Portanto, a distribuidora detentora da área de concessão onde se localiza a subestação deverá incorporá-la. Deve-se fazer ressalva quanto à incorporação das SE DIT e SE RBF por permissionárias de distribuição. A transferência dessas subestações poderá ser feita com avaliação prévia da sua capacidade operacional. Considerando que são poucas permissionárias, nesta situação, a avaliação será rápida e não complexa.</p> <p>Justificativa</p> <p>A nossa nova proposta para esta operação é para evitar aumento tarifário para os associados/consumidores, que provocará a “simples” transferência das instalações da transmissora para a distribuidora local, em alguns casos, com menor capacidade operacional do que uma permissionária.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, a contribuição perde objeto.
224.	FNE	<p>A proposta da forma que se apresenta para a transferência de DITs pode ser uma janela de oportunidade para as Distribuidoras, notadamente, as do interior do Estado de São Paulo, aumentar seu poder e reduzir seus custos quanto a necessidade de expansão do seu sistema de transmissão de energia na tensão de 138 kV mas poderá ter consequências nefastas que não interessam a área de Transmissão de energia e ao interesse público envolvido. O descompromisso das Distribuidoras com obras de LTs e SEs em 138 kV de interesse sistêmico ficou demonstrado no período de 1999 até 2004 quando tinham sob sua responsabilidade e não executaram. A transferência de ativos das DITs envolve agora vários riscos: que as Distribuidoras podem não executar obras necessárias de ampliação e reforço de DITs, ainda que solicitadas pelo NOS; que as Distribuidoras podem inviabilizar a função</p>	Não aceito	É comum que as distribuidoras executem e operem ativos de importância sistêmica sem que os problemas levantados na contribuição sejam observados.

		<p>sistêmica de linhas de transmissão permitindo novos acessantes sem autorização do NOS; que as Transmissoras poderão conseguir indenizações bilionárias relativas ao equilíbrio econômico e financeiro da Concessão que não foi mantido com a transferência das DITS e que a transferência das DITs poderá anular os ganhos da na captura da amortização e depreciação dos investimentos realizados há décadas. Nossa sugestão, no âmbito da ANEEL é o encaminhamento do assunto não de forma compulsória e sim de forma negociada onde as Transmissoras somente transfiram os ativos de DITs em derivação para as Distribuidoras e que não façam parte da Rede Complementar do ONS. Entendemos que as gravidades das questões aqui colocadas sejam suficientes para que o Diretor Relator solicite novas manifestações da Procuradoria-Geral, SRD, SRT e SGT, concordando ou contestando as fundamentações feitas, até pelo motivo que espera-se que a Agência Reguladora tenha uma só posição e de consenso entre suas Superintendências. A nossa principal sugestão, no âmbito do Governo Federal, é que, através de Decreto, regulamente o artigo 17 da Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995, de forma a atribuir e delegar ao ONS a definição, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais.</p>		
225.	Grupo Energisa	<p>Dessa maneira, entendemos que o processo da transferência das DITs deve seguir as seguintes etapas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Regra geral: estabelecimento das regras gerais mediante critério técnico, inicialmente por nível de tensão e, posteriormente, por critério geográfico para SEs e de acessante para Linhas. Necessário apontar os ativos a serem transferidos, contudo, as próprias distribuidoras identificarão o responsável por cada instalação. 2. Due dilligence: estabelecimento de período de avaliação das instalações por parte da distribuidora para identificar os passivos 	Não aceito	Contribuições já analisadas ao longo deste RAC.

	<p>existentes, riscos e oportunidades. Obrigatoriedade por parte da transmissora de apresentar todas as informações necessárias.</p> <p>3. Negociação: verificação entre distribuidoras de ativos que não serão objeto de transferência para análise de viabilidade para outra distribuidora. Discussões ainda de soluções que amenizam os impactos financeiros e tarifários (caso CNEE).</p> <p>4. Cronograma da distribuidora: em até 12 meses após a publicação da Resolução apresentar cronograma de transferência, limitado à data da segunda revisão tarifária da distribuidora posterior à publicação da resolução.</p> <p>5. Laudo: antes da transferência de cada instalação, elaboração de laudo por meio de empresa credenciada na ANEEL para valorar ativos e relacioná-los conforme procedimentos do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).</p> <p>6. Transferência: realizar transferência mediante anuência da ANEEL do laudo apresentado. 7. Reconhecimento tarifário: garantir cobertura de O&M mediante repasse de parcela da RAP e reconhecer via componente financeiro os investimentos realizados que estiverem relacionados no cronograma da distribuidora.</p> <p>Justificativa</p> <p>Por meio deste (Anexo Energisa) o Grupo Energisa trouxe suas contribuições acerca da aplicação de regra geral da transferência das DITs pelo critério do nível de tensão, sugestão de aplicação de critério técnico para estabelecimento de prerrogativa de transferência e adoção de avaliação de cada instalação para identificar viabilidade de transferência em prol da resolução dos problemas ora identificados. Ainda foram elencadas questões práticas que a regra atualmente proposta não abrange e proposta do reconhecimento tarifário e do prazo de transferência que, para o Grupo Energisa, são condicionantes para efetivar o processo. Também foi destacada a necessidade de estabelecer período para elaboração de due</p>		
--	---	--	--

		diligence e cronograma para transferência das instalações a fim de minimizar os impactos decorrentes. Por fim, entendemos que, de fato, há janela de oportunidade para transferência das DITs, contudo, os critérios e regras devem ser mais claros, permitindo ainda avaliação e negociação por parte das distribuidoras para que este processo, que naturalmente se consiste de forma complexa, possa garantir assertivamente a solução dos problemas correlacionados às DITs, evitando a criação de outros problemas decorrentes deste.		
226.	HIDROPAN	No parágrafo 5 da Nota Técnica 0032/2015SRD/ANEEL, a Agência generaliza que todas as DIT desempenham função de distribuição. Entretanto, há de se convir que esta afirmação requer também análises particulares. Um exemplo de DIT que desempenha função típica de transmissão são as instalações que compõem o sistema Jacuí no Rio Grande do Sul, cujo diagrama geométrico é apresentado nos Anexos Figura 1. A linha de transmissão 138 kV Salto do Jacuí – Cruz Alta drena a energia gerada na Usina Salto do Jacuí até a SE Cruz Alta. A partir da SE Cruz Alta, a energia é distribuída para diversas cidades da região, cujo serviço é realizado por quatro distribuidoras distintas. Atualmente a LT 138 kV Salto do Jacuí – Cruz Alta pertence à transmissora CEEE-GT e, segundo prevê a nota técnica, seria incorporada pela distribuidora RGE. Nestes casos a HIDROPAN entende que as decisões deverão considerar um planejamento centralizado inclusive com otimização de custos, visto que impacta o atendimento a outros agentes e não só a distribuidora futura detentora dos ativos pela regra proposta. Neste sentido, solicitamos que esta Agência reavalie seus critérios para transferência das DIT's de modo que as instalações que desempenham função típica de transmissão, como o caso em tela, fiquem a cargo das transmissoras.	Não aceito	Se as DIT têm tensão inferior a 230 kV, então elas desempenham função de distribuição, sem excessão.
227.	HIDROPAN	No que se refere aos contratos de uso, cujo conteúdo é tratado no parágrafo 103 da nota técnica, nos convém relatar o caso Hidropan, que apresentamos abaixo. Até o ano de 2013 a Hidropan possuía CUSD e CCD com a RGE,	Não se aplica	A norma não trata de situações excepcionais.

		<p>mas se conectava em instalações de propriedade da transmissora CEEE-GT.</p> <p>Esses contratos tinham origem histórica e não se enquadravam na regra geral que determina a celebração de CUST nos casos de acesso à DIT.</p> <p>Devido a baixa confiabilidade e o esgotamento da capacidade de suprimento na região foi realizado um estudo de planejamento com participação das distribuidoras RGE, Ceriluz, Demei, Coprel e Hidropan. O estudo apontou, pelo critério de mínimo custo global, a instalação da SE Ijuí 2 através do seccionamento da LT 230 kV Passo Real – Santo Ângelo 2. A SE Ijuí 2 foi licitada no ano de 2010 e desde o ano de 2013 encontra-se em operação. Para conexão do sistema de distribuição da Hidropan com a nova SE, a distribuidora construiu uma nova LT 69 kV conectando a SE Ijuí2 a SE Panambi2. Com a conclusão da obra, por determinação da ANEEL, foram realizados os ajustes dos contratos, ou seja, foi assinado CUST e CCT com as transmissoras CEEE-GT e Eletrosul (proprietárias dos ativos de transmissão) e procedido o distrato do CUSD e CCD firmado anteriormente com a RGE. Cabe lembrar também que durante o período de vigência do CUSD com a RGE, esta, mesmo sem ser proprietária dos ativos, negou os pedidos de aumento de carga e congelou o MUSD contratado da Hidropan na SE Panambi, fato que gerou sucessivas multa por ultrapassagem do MUSD contratado. Como não houve acordo entre as partes, necessitou-se a instauração de mediação administrativa nesta Agência (Processo 48500.003081/2014-07). Ao analisar o processo, a Agência determinou que a RGE não tinha competência para não conceder os aumentos de MUSD solicitados pela Hidropan e determinou que esta revise o faturamento.</p>		
228.	HIDROPAN	<p>Nota Técnica nº 0032/2015-SRD/ANEEL: Item 114. Sugestão Hidropan: se a ANEEL considerar que o reconhecimento dos custos operacionais sejam atualizados apenas nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das empresas de distribuição, propomos que a incorporação das DIT seja efetivada também na</p>	Não aceito	Tema já tratado nas contribuições ao art. 7º.

		RTP, pois desta forma a responsabilidade em operar e manter os ativos incorporados estariam concatenados com as receitas de O&M já inseridas nas tarifas das distribuidoras, bem como as receitas relativas à remuneração do capital sobre os investimentos realizados na indenização dos ativos.		
229.	HIDROPAN	A HIDROPAN entende que se faz necessário uma análise mais profunda dando transparência sobre as reais responsabilidades das distribuidoras com relação às DITs após a sua transferência.	Não aceito	A análise está sendo realizada.
230.	INFRACOOP	<p>5. As DIT citadas no inciso III do art. 4º da REN nº 67/2004, hoje sob responsabilidade de concessionárias de transmissão, desempenham função típica de distribuição. Assim, estuda-se a conveniência de a ANEEL publicar uma norma que disponha sobre a transferência compulsória dessas instalações para as distribuidoras. Todavia, antes de avaliar se é tecnicamente oportuno promover a transferência das DIT citadas no inciso III do art. 4º da REN nº 67/2004 para as distribuidoras, foi encaminhado o Memorando nº 200/2014-SRD/ANEEL4, de 1º/4/2014, à Procuradoria Geral da ANEEL (PGE) acerca da viabilidade jurídica de a ANEEL determinar a transferência dos ativos. Refazer a minuta de resolução sugerida, corrigindo as inconsistências listadas a seguir apresentadas na NT 032/2015SRD/ANEEL.</p> <p>Justificativa</p> <p>Toda alteração contratual deve ser precedida de motivação consensual. Alteração compulsória, é caracterizada como unilateral, além de ferir o princípio de liberdade, corre o sério risco de demandas judiciais após sua implementação.</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1. Ademais, não é necessário solicitar autorização das partes para que a ANEEL exerça competência legalmente atribuída.
231.	INFRACOOP	11. Após a edição de uma proposta preliminar, os agentes mais afetados por uma eventual transferência das DIT foram chamados para expor o seu ponto de vista sobre o assunto. Os Ofícios nº 187/2015-SRD/ANEEL, 188/2015-SRD/ANEEL, e 189/2015-SRD/ANEEL, todos de 23/3/2015, foram enviados, respectivamente, para CPFL Paulista, CTEEP e Elektro. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou	Não aceito	As permissionárias não eram os agentes mais afetados pela proposta inicial, bem como não o são com a nova proposta.

		<p>mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>A tabela do item 104 mostra que a CNEE, CERILUZ e COPREL serão os agentes de distribuição mais afetados pelas transferências de DIT, pois terão aumento de tarifa (PARCELA A), e NÃO FORAM CHAMADOS para expor seu ponto de vista como a Nota Técnica deste item traduz. Os agentes mais afetados pelas alterações de tarifa (PARCELA A) deveriam ter sido chamados a discutir e propor alternativas de maneira direcionada a MODICIDADE TARIFÁRIA, ou seja, sem aumento tarifário ao consumidor. Assunto com repercussão desta magnitude, onde afeta transferências de ativos, equilíbrio econômico de empresas e aumento tarifário, certamente deveria ter tido a participação, além das empresas mais afetadas, também das demais Superintendências da ANEEL como as de Transmissão, Geração e Regulação.</p>		
232.	INFRACOOP	<p>18. Posteriormente, a REN nº 67/2004 finalmente deu tratamento específico às instalações de tensão inferior a 230 kV de propriedade de transmissora, classificando-as como DIT. Já as regras de acesso nessas instalações foram estabelecidas na REN nº 68/2004. Esta Resolução transferiu para as transmissoras a responsabilidade pelos reforços nas DIT. Desse modo, as REN nº 67 e 68/2004 alteraram as responsabilidades sobre as DIT. Até então, a responsabilidade era das distribuidoras e, após, passou para as transmissoras. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>A denominação DIT foi regulamentada partir de 2004 (REN 67/2004), e foi atribuída às instalações consideradas importantes para a operação do sistema e por este motivo, não passaram para propriedade das Distribuidoras.</p>	Não aceito	A contribuição não apresenta dados que a sustentem, apenas um argumento retórico.

		<p>Eram instalações com tensão menor que 230 kV que abasteciam 2 ou mais distribuidoras e/ou que interligavam Usinas ao sistema. Esta foi a origem das DIT. Propõem-se agora que as DIT compartilhadas sejam mantidas com as Transmissoras pois sua importância elétrica continua a mesma e principalmente para o bem da MODICIDADE TARIFÁRIA, ou seja, sem aumento tarifário aos consumidores das distribuidoras abastecidos pelas instalações compartilhadas. Pequenas alterações na Resolução 68/2004, podem dar a solução para grande parte dos problemas expostos pela Nota Técnica, como por exemplo, a necessidade do sistema das distribuidoras envolvidas possuem ou não o nível de confiabilidade (n-1). Por muito anos após ser emitida a Resolução 68/2004, não era exigido o critério (n-1) nas instalações DIT, muitos anos depois o ONS passou a exigir este nível de confiabilidade.</p>		
233.	INFRACOOOP	<p>20. De fato, as resoluções solucionaram a questão à época, mas o modelo por elas estabelecido passou a apresentar, posteriormente, alguns inconvenientes. Em especial, destaca-se a dificuldade de garantir as ampliações e reforços das DIT no ritmo demandado pelos usuários do sistema de distribuição, notadamente nos níveis de tensão mais baixos. Por serem classificadas como instalações de transmissão, o planejamento da expansão das DIT é centralizado, definido no PAR-DIT elaborado anualmente pelo ONS em consonância com o planejamento de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e do Ministério de Minas e Energia – MME. Todavia, essas instalações desempenham função de distribuição, o que exige um maior dinamismo e celeridade de sua expansão para acompanhar o crescimento da demanda em níveis de tensão mais baixos. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>O Planejamento das DIT é elaborado pelas Transmissoras, Concessionárias,</p>	Aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>Permissionárias de Distribuição e sob a coordenação do ONS, culminando com o relatório PAR-DIT. Este relatório é encaminhado a todas os agentes envolvidos para os ajustes finais e assim, elaborado de forma adequada e definitiva. O planejamento das instalações de uso exclusivo não interferirá no planejamento e operação de outro agente de distribuição, porém nas instalações de uso compartilhado, ao se passar a função coordenação de operação e planejamento a apenas uma Concessionária, as demais concessionárias ou permissionárias ficarão subordinadas a operação e planejamento desta. Este procedimento afetará todo o planejamento das empresas que agora ficarão dependentes do planejamento da nova proprietária, interferindo nas necessidades técnico-econômicas das demais distribuidoras utilitárias destas instalações compartilhadas Desta maneira é sensato e adequado que as instalações de uso compartilhado permaneçam com a transmissora e o planejamento também permaneça o ONS como coordenador da atividade PAR-DIT, agora bem mais enxuta.</p>		
234.	INFRACOOP	<p>22. Dada a impossibilidade de autorizar a expansão das DIT, outras soluções acabam sendo viabilizadas para assegurar o atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica. Como alternativa, são autorizadas ou licitadas expansões no sistema de transmissão ou reforços em DIT. A consequência é que se adotam soluções não ideais de planejamento, que normalmente são mais demoradas e onerosas ao consumidor final. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>O Planejamento do PAR-DIT, realizado conjuntamente com transmissoras, distribuidoras e sob a coordenação do ONS, sempre se valeu do critério de menor custo global para as soluções propostas e assim eram determinadas as soluções mais adequadas. O Planejamento das concessionárias e permissionárias de distribuição, como não poderia ser diferente,</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>sempre levou em consideração as determinações e recomendações do PAR-DIT. Ambos planejamentos sempre se pautaram pela aplicação da MODICIDADE TARIFÁRIA, optando-se pelas alternativas de menor custo global e que melhor representasse tecnicamente a solução. Dizer que por ser uma instalação DIT eram adotadas solução não ideal de planejamento é totalmente errôneo.</p>		
235.	INFRACOOP	<p>23. Em alguns casos, esse procedimento dificulta a prestação do serviço adequado ao usuário final pela distribuidora. Na rede de distribuição comum, a distribuidora é inteiramente responsável por conectar o sistema de transmissão e o ponto de conexão do usuário final, de modo que cabe somente a ela a responsabilidade por planejar adequadamente o sistema de distribuição para atender a seu mercado próprio. Isso é muito importante, uma vez que a distribuidora é o ente que detém as melhores informações sobre sua área de atuação e, conseqüentemente, é quem – em tese – melhor pode planejar a expansão do seu sistema. Ou seja, a responsabilidade pelo atendimento ao mercado está vinculada à liberdade de planejamento. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nas instalações de uso compartilhado, há necessidade de um órgão coordenador, no caso o ONS, pois para um melhor planejamento deve haver uma centralização de informações de todos os agentes envolvidos. Em todas as emissões do relatório PAR-DIT, os resultados se apresentaram amplamente satisfatórios no tocante as necessidades comuns das Transmissoras, Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, utilitárias destas instalações compartilhadas. Para um melhor planejamento da expansão e aplicação da MODICIDADE TARIFÁRIA, é adequado que as instalações compartilhadas se mantenham com as transmissoras sem afetar a tarifa do consumidor de nenhuma Distribuidora. Com a aplicação da AP 041, em casos de defeitos no</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>tempo real, a distribuidora local, agora proprietária das instalações compartilhadas dará preferência ao atendimento das suas cargas em detrimento das cargas das demais distribuidoras. Caso comum hoje no atendimento de cargas de concessionárias e permissionárias conectadas em instalações de outra concessionária. Fato este que reforça a não transferência das instalações de uso compartilhado a uma distribuidora. Na operação do sistema elétrico nacional não podemos permitir que o interesse de uma única distribuidora, seja ela privada ou estatal, seja soberano em relação aos interesses de outra (s) distribuidora (s) da região ou utilitárias do mesmo sistema elétrico, quando o ativo atender ao interesse de DOIS ou mais agentes.</p>		
236.	INFRACOOP	<p>24. Portanto, a atividade da distribuidora não se resume apenas a operar redes elétricas, mas também abrange fazer o correto planejamento e executar melhorias e expansões dos ativos com foco no atendimento ao usuário final. No entanto, isso não ocorre nas DIT. Sobre as DIT, a distribuidora não tem liberdade operacional e de planejamento, tampouco executa melhorias e expansões, apesar das discussões acerca de sua responsabilidade sobre estas últimas atividades. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>O PAR-DIT sempre determinou as melhorias e reforços necessários, através da liberdade de participação no Planejamento das Distribuidoras e Transmissoras, e assim o fizeram com a coordenação do ONS. Com a proposta de resolução as demais Distribuidoras perderão a liberdade de planejamento considerando as instalações compartilhadas (as vezes única na região), pois agora a nova proprietária, é quem comandará a operação e o planejamento deste sistema agora não mais compartilhado. Como foi relatado no item 29 desta Nota Técnica, do mesmo modo que a Transmissora não tem motivação para atender adequadamente a DIT, a Distribuidora, nova proprietária da DIT, também</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		não teria motivação para atender os interesses de outra (s) Distribuidora (s). A permanência das DIT compartilhadas garantirá às concessionárias e permissionárias a manutenção dos contratos em vigência, não atribuindo compulsoriamente a alteração dos contratos (CUST e CCT) para CUSD e CCD, onerando a tarifa do consumidor.		
237.	INFRACOOOP	<p>25. Consequentemente, a existência das DIT faz com que entre o sistema de transmissão e o usuário final haja trechos de rede sobre os quais a distribuidora não pode executar plenamente suas atividades. Para cumprir as obrigações impostas pelo contrato de concessão, a distribuidora se vê dependente de entes que fazem o planejamento centralizado e das transmissoras executarem obras em âmbito de distribuição. Logo, uma parcela da atividade de distribuição é executada por outros, embora a responsabilidade recaia exclusivamente sobre a distribuidora. A execução de uma mesma atividade (distribuição) por mais de um agente acaba por dificultar a atribuição de responsabilidades e promover uma ineficiência operacional. Assim, a liberdade para planejar e operar os ativos, que a distribuidora precisa usufruir para cumprir as obrigações impostas pelo Contrato de Concessão, fica reduzida em função da existência de ativos de distribuição operados e planejados por outrem. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Correto para as instalações de uso exclusivo, porém nos casos de instalações compartilhadas, uma parcela da atividade de distribuição (operação e planejamento) será executada por uma única Distribuidora, embora as responsabilidades regulatórias continuem igualmente à todas as demais distribuidoras, o que provocará uma ineficiência operacional, interferindo nas obrigações do contrato de permissão. Neste caso, é notório que nas instalações de uso compartilhadas, deveremos</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		manter a coordenação de Planejamento centralizado junto ao ONS com a participação de todos agentes envolvidos.		
238.	INFRACOOP	<p>26. O resultado é prejuízo à adequada prestação dos serviços aos usuários finais. Para realizar o atendimento a nova carga, por exemplo, a distribuidora depende da emissão de autorização específica para que a transmissora realize reforço na DIT acessada. Em muitos casos, o prazo para que isso ocorra é superior aos estabelecidos na Resolução Normativa nº 414/2010, aos quais a distribuidora deve se submeter. Portanto, há casos de perda de prazo pela distribuidora em função da burocracia do processo de reforço das DIT. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>O modelo institucional elétrico não pode admitir burocracia no processo de reforços das DIT. Neste caso o que deve ser ajustado é o processo de autorizações nos reforços das DIT de modo a minimizar o tempo destas autorizações às Transmissoras. Portanto, sugere-se que se mantenha as instalações de uso compartilhado com as Transmissoras e o planejamento coordenado pelo ONS, agora apenas com estas instalações compartilhadas.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
239.	INFRACOOP	<p>29. A distorção não afeta apenas distribuidoras e transmissoras, mas os consumidores também sentem efeitos da existência das DIT, que, por serem instalações de transmissão, têm regras diferenciadas de conexão, definidas no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, normalmente, com padrões superiores aos empregados na distribuição. Desse modo, apesar de também estarem no âmbito da distribuição, os agentes que se conectam em DIT recebem tratamento diferente ao que é dado aos seus semelhantes simplesmente por estarem em instalações de propriedade de uma transmissora, sem motivação técnica aparente. Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

	<p>mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Os critérios de Planejamento das DIT, por serem instalações não integrantes da Rede Básica, não precisam ficar definidos pelo Módulo 3 dos Procedimentos de Rede (como era realizado anteriormente), principalmente o critério n-1. Podem ficar definidos pelos critérios das Distribuidoras (PRODIST). É alegado que a Transmissora não teria motivação técnica aparente para atender estas instalações. No que está sendo proposto, nas instalações compartilhadas, a Distribuidora agora nova proprietária, também não teria motivação técnica aparente para planejar e operar instalações que atendem outros agentes (concessionárias, permissionárias e/ou central geradora). Portanto, sugere-se que se mantenha as instalações de uso compartilhado com as Transmissoras e o planejamento coordenado pelo ONS, agora apenas com estas instalações compartilhadas. Alteração na Resolução 68/2004, podem dar a solução para grande parte dos problemas expostos pela Nota Técnica. Como as soluções para as DIT sempre tiveram a participação de todos os Agentes envolvidos, e sendo o interesse somente das distribuidoras (instalações não pertencentes a rede de operação, por exemplo), não necessariamente poderia ter a necessidade das obrigatoriedades dos Procedimentos de Rede.</p>		
240.	<p>INFRACOOP</p> <p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 31 - Refazer a minuta de resolução sugerida, corrigindo as inconsistências listadas a seguir apresentadas na NT 032/2015SRD/ANEEL.</p> <p>Justificativa</p> <p>Definir a transmissão apenas pelo nível de tensão não define regulação operacional e técnica, o que se está propondo é considerar que o nível de tensão 230 kV é totalmente operacional e descontinuado dos níveis de tensão inferiores. Isto tecnicamente é falso, não há esta descontinuidade em todas as situações. Caso a caso, haverá de ser tecnicamente discutido, chegando a conclusões de que</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		determinada instalação é ou não função sistêmica.		
241.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 38 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PARDIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Adicional a esta manifestação da CTEEP, propõem-se a manutenção das DIT nas instalações de uso compartilhado, pois estas não trariam repercussão tarifária a seus consumidores.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
242.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 40 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Não vimos em nenhum item desta nota técnica, menção a MODICIDADE TARIFÁRIA de algum agente, tanto daqueles em que suas distribuidoras receberão as DIT quanto daqueles que suas distribuidoras deixarão de estar conectados em DIT. Pelo contrário vê-se aumento tarifário aos consumidores de várias distribuidoras, principalmente as abastecidas por instalações de uso compartilhado, portanto não se vê a curto prazo benefício a sociedade em geral. Outras distribuidoras que não foram ouvidas anteriormente a Nota Técnica também terão prejuízos imediatos com o aumento de seus custos de parcela A, além de alterar e até inviabilizar projetos no seu planejamento, que agora mudam radicalmente de direção. A distribuidora que passa a deter uma DIT, não incluirá no seu planejamento ampliações ou melhorias onde os maiores interessados não são os seus consumidores, mas sim os de outras distribuidoras no caso das DIT compartilhadas. Esta Nota Técnica e respectiva Resolução</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		Normativa não pode trazer aumento de tarifa a nenhum consumidor de nenhuma distribuidora.		
243.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 42 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Para os agentes de distribuição que deixarão de estar conectados numa DIT, as dificuldades não serão apenas momentâneas, mas sim permanentes, porque farão parte de seus custos (Parcela A) até o fim de seus contratos de concessão/permissão. No caso citado do item houve a concordância entre todos os envolvidos com o ativo, o mesmo não se pode dizer dos demais casos com outras distribuidoras que terão aumento de Parcela A.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
244.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 43 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>Apesar de estarem majoritariamente depreciadas, a alteração de titularidade acarretará muitos inconvenientes a incontáveis agentes com infinidade de alterações de contrato entre Distribuidoras, Transmissoras e ONS, mas o que não podemos permitir é que estas transferências resultem em aumento de tarifa a nenhum consumidor. Portanto podemos manter o foco nas transferências sem acabar com as DIT, mantendo-as quando ficar provado que terá aumento de tarifa ao consumidor. Porque não, então, se aproveitar que estas instalações se encontram depreciadas e proporcionar ganhos a todos os agentes a elas conectados, e não somente a alguns.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

245.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 47 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Conforme o anexo III da Nota Técnica, há 503 subestações DIT no Brasil. Destas, 140 são DIT de uso compartilhado. Em se transferindo somente as de uso exclusivo, ainda seriam transferidas para as distribuidoras sem reflexos tarifários a nenhum consumidor, um total de 363 subestações DIT que correspondem a 72,2% do total existente. O que não se pode submeter é que distribuidoras tenham compulsoriamente seus contratos alterados e tarifas majoradas a seus consumidores.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
246.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 49 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>A proposta é que as Subestações DIT que atendem 2 ou mais distribuidoras (instalações de uso compartilhado), permaneçam DIT e mantenha-se o ONS como coordenador do planejamento PAR-DIT. As demais, com atendimento exclusivo serão transferidas para a Distribuidora responsável pela área de concessão. Favorece esta proposta o fato de que os equipamentos de medição para faturamento SMF das empresas distribuidoras destas instalações de uso compartilhado, estão localizados e adaptados sob os critérios da CCEE, sem precisar adaptações e remanejamentos futuros. A operação das SEs DIT e parte de subestações RBF pelas distribuidoras pode-se caracterizar de no mínimo operação de risco para muitas situações de tempo real, como por exemplo a interferência dos esquemas de proteção dos equipamentos DIT nos equipamentos de Fronteira da Rede Básica (50 BF). Qualquer descuido da distribuidora na operação e manutenção de equipamentos em Subestações RBF pode ocasionar desligamentos</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>involuntários nos equipamentos da Rede Básica. Por mais que esta Nota Técnica diga que as instalações DIT e RBF serão repassadas as Distribuidoras de forma gradual, nada substitui a experiência de equipes de manutenção as novas equipes da distribuidora com pouco tempo de experiência em instalações desconhecidas até o momento. Mais grave ainda que os riscos dos desligamentos são os riscos pessoais de serviço, estes sim insubstituíveis.</p>		
247.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 58 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nas SE RBF também pode ter instalações compartilhadas, que atende 2 ou mais distribuidoras. Neste caso não é apropriado que uma distribuidora mantenha a autonomia de operação e planejamento em detrimento das outras distribuidoras, portanto é recomendável que permaneçam DIT e mantenha-se o ONS como coordenador do planejamento PAR-DIT. Favorece esta proposta o fato de que os equipamentos de medição-SMF, já estão adaptados e localizados nos corretos locais, sob os critérios da CCEE.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
248.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 61 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Concessionária ou permissionária poderão incorporar as SE DIT e RBF de sua área de permissão. A exclusão das permissionárias fere o princípio de ISONOMIA. Afirmar que a incorporação das SE DIT é incompatível com o porte das permissionárias é errôneo, pois muitas delas já possuem instalações equivalentes às DIT e estrutura operacional adaptada, inclusive com porte superior ao de concessionárias, conforme exemplos abaixo:</p> <p>- A COPREL opera 2 Subestações 69 kV, está</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>construindo outra em 138 kV e tem parecer de acesso emitido pelo ONS para mais uma em 138 kV.</p> <p>- A CERTEL opera 4 subestações de 69 kV, sendo 2 desde 1974, e está prestes a se conectar em mais um ponto da Rede Básica na futura SE Lajeado 3 230/69 kV.</p> <p>- A CERILUZ opera 2 subestações de 69 kV, sendo 1 desde 2003.</p> <p>- A CERTAJA opera 2 subestações 69 kV desde 2012, juntamente com 44 km de LD 69 kV.</p> <p>A permissionária é um agente com todas as obrigações de uma concessionária. Destaca-se inclusive, o desempenho das permissionárias na pesquisa IASC.</p>		
249.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 67 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Linhas de distribuição de uso compartilhado sob responsabilidade da transmissora, devem manter sua operação e seu planejamento através do PAR-DIT sob a coordenação do ONS. Uma distribuidora não pode assumir a operação e planejamento de uma instalação que atende outros agentes de distribuição. Favorece esta manutenção de critério, o fato de que os equipamentos de medição-SMF, já estão adaptados e localizados nos corretos locais, sob os critérios da CCEE, evitando custos de readequação e realocação de SMF.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
250.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 75 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT</p> <p>Justificativa</p> <p>Uma distribuidora não pode ficar responsável pela operação, manutenção e planejamento de</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>um sistema que atenda 2 ou mais distribuidoras. Isto fere o princípio da INDEPENDÊNCIA da distribuidora, alterando seu planejamento a cada alteração de planejamento da distribuidora agora proprietária da instalação. Então, não devem ser repassadas às Distribuidoras as:</p> <p>a) SE DIT- instalações de uso compartilhado. b) SE RBF- instalações de uso compartilhado. c) LD - Instalações de uso compartilhado.</p>		
251.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 85 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>No cenário 1, como desvantagem é fato o impacto nas tarifas do usuário final (Aumento da Parcela A) e não possibilidade de impacto. Com o pagamento das indenizações pelas distribuidoras, o Plano de obras será alterado. Ou seja, recursos que estariam destinados a novas obras, que a distribuidora definiu como prioritárias no seu plano de obras, serão transferidos para indenização das instalações existentes, sem expansão, benefícios e melhorias ao consumidor final, apenas trocando de proprietário.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
252.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 89 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>O aumento dos custos de transporte é aumento da Parcela A, com incidência no próximo reajuste tarifário da Distribuidora sem nenhum benefício de qualidade e/ou disponibilidade ao consumidor final. Mantendo as instalações compartilhadas com as empresas transmissoras não teremos aumento da Parcela A.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

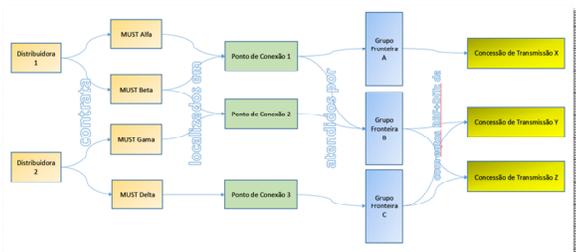
253.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 103 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado. Estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição. O planejamento destas instalações compartilhadas deverá permanecer sob a coordenação do ONS através do PAR-DIT.</p> <p>Justificativa</p> <p>O planejamento das empresas de Distribuição, leva em consideração a solução de menor custo global juntamente com as tarifas de uso do sistema a serem pagas através de TUST ou TUSD. Isto é um critério que leva em conta a MODICIDADE TARIFÁRIA, ou seja, a melhor solução com o menor custo, tendo como foco sempre a solução mais adequada e econômica ao consumidor final. A adoção do Cenário 1, alterando as Tarifas de Uso vem em grande prejuízo ao planejamento e aos consumidores das distribuidoras afetadas. As adversidades encontradas na operação e planejamento das empresas, devem ser solucionados com a atuação de todas as empresas envolvidas, porém, jamais com aumento tarifário sem o respectivo ganho ao consumidor final. Mantendo-se as instalações compartilhadas com as transmissoras não haveria aumento da Parcela A, conseqüentemente aumento de tarifa aos consumidores. Toda alteração de contrato deve ser precedida de motivação consensual. Alteração compulsória, além de ferir o princípio de liberdade, corre o sério risco de demandas judiciais após sua implementação.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
254.	INFRACOOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 105 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nas permissionárias, os subsídios se extinguem ao início do 2º ciclo de RTP, ou seja, logo após a transferência das DIT (3 anos). Neste caso os efeitos serão repassados imediatamente ao consumidor final desses agentes, não existindo, portanto, mitigação dos efeitos em função dos subsídios tarifários. O Planejamento das</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		<p>permissionárias leva em consideração os aspectos tarifários nas suas análises de atendimento e expansão. O acesso nas DIT e RBF pelas permissionárias visa melhoria de qualidade e MODICIDADE TARIFÁRIA, haja vista a necessidade de redução dos impactos ocasionados pela extinção dos subsídios tarifários atualmente estabelecidos na legislação. Neste sentido, propõem-se a manutenção das DIT compartilhadas com as transmissoras e sem repercussão tarifária aos consumidores.</p>		
255.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 109 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Não só a distribuidora que receberá a DIT rescindir de CCT e CUST, todas as demais concessionárias e permissionárias que são atendidas pelo sistema das DIT compartilhadas deverão rescindir os CCT e CUST com o ONS, alterando todos os contratos, todo o sistema de SMF e Montantes de Uso.</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.
256.	INFRACOOP	<p>Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 item 130 - Manter com as Transmissoras as instalações de uso compartilhado estas instalações atendem 2 ou mais concessionárias ou permissionárias de distribuição.</p> <p>Justificativa</p> <p>Num sistema elétrico de poucas distribuidoras, esta proposição seria a mais indicada. Mas excluir terminantemente que pequenas distribuidoras/permissionárias possam se conectar diretamente a Rede Básica, ficando perigosamente dependentes das grandes distribuidoras, é decretar ao fim de pouco tempo, que as pequenas não mais existirão, seja pelo aumento dos custos da parcela A, ou seja, pela dependência técnica e operacional da conexão noutra distribuidora. O movimento que está sendo feito por algumas pequenas distribuidoras em procurar conexão na Rede Básica ou numa DIT para obter melhor qualidade do serviço e melhorar o seu custo para</p>	Não aceito	Questão já avaliada neste RAC.

		que seus consumidores tenham tarifas mais módicas, fica totalmente aniquilado.												
257.	VillaEng	<p>Se aplicada integralmente, a regulamentação proposta pela ANEEL elimina a intersecção regulamentar apontada abaixo, com os seguintes efeitos benéficos e simplificadores dos processos de contratação e de apuração de serviços e encargos de uso do sistema de transmissão: A TUSTfr remunerará tão somente a RBF; A AMSE realizada pelo ONS abrangerá somente as instalações e equipamentos da RB e RBF, contratadas pelos CPST. Portanto, estará restrita ao que é realmente do interesse sistêmico global; Os grupos de fronteira ficarão reduzidos àqueles constituídos de RBF. Portanto, poderão ser utilizados os mesmos grupos de fronteira existentes para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI. As diferenças entre os valores de EUST arrecadados e as receitas de transmissão relativas a cada grupo de fronteira serão resolvidas particularmente, dentro do contexto de CCT ou Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD. Portanto, não estarão mais presentes nas parcelas de ajustes consideradas anualmente na definição da TUSTfr pela ANEEL.</p> <p>Justificativa</p> <p>Atualmente ocorre uma certa intersecção regulamentar porque as Demais Instalações de Transmissão compartilhadas – DITc são contratadas através de Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, que tem sua regulamentação própria, ao mesmo tempo em que são remuneradas através de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão/Fronteira - TUSTfr que, por sua vez, também remunera a Rede Básica de Fronteira, contratada pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, também com seus padrões e regulamentação próprias.</p> <table border="1" data-bbox="341 1780 922 1915"> <tr> <td>Classificação Regulamentar</td> <td>RB</td> <td>RBF</td> <td>DI Tc</td> <td>DITe</td> </tr> <tr> <td>Contratadas através de</td> <td colspan="2">CPST</td> <td colspan="2">CCT</td> </tr> </table>	Classificação Regulamentar	RB	RBF	DI Tc	DITe	Contratadas através de	CPST		CCT		Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT exclusivas, a contribuição perde objeto.
Classificação Regulamentar	RB	RBF	DI Tc	DITe										
Contratadas através de	CPST		CCT											

	Remuneradas através de	TUSTrb	TUSTfr	Encargos de Conexão		
	<p>Figura 1 – Regulamentação atual (anterior à AP041/2015)</p> <p>Para administrar esta arquitetura regulamentar e seus possíveis conflitos, as resoluções normativas da ANEEL determinaram: Às distribuidoras, que contratasse montantes de uso do sistema de transmissão – MUST junto aos seus pontos de conexão na fronteira das DITc; e Ao ONS, que procedesse a apuração de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST tanto para RB e RBF quanto para as DITc. Neste ponto, observa-se que o ONS está apurando EUST relativos a DITc, que são contratadas mediante CCT no qual o próprio ONS tem o papel de interveniente. Portanto, sem grandes prerrogativas contratuais. Para a apuração dos EUST resultantes da TUSTfr e das receitas atribuídas às instalações de transmissão classificadas como RBF e DITc, integrantes da Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – AMSE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS: Mantem e atualiza o cadastro de cerca de 500 grupos de fronteira, formados por conjuntos de instalações de transmissão (RBF+DITc) eletricamente coesos e interdependentes; Mantem e atualiza a associação dos grupos de fronteira com cerca de 100 concessões de transmissão proprietárias de RBF+DITc e cerca de 360 pontos de conexão com MUST contratados pelas distribuidoras. Considerando que ocorrem múltiplas associações entre concessões de transmissão x grupos de fronteira x pontos de conexão com MUST contratado, a manutenção deste universo impõe um controle sobre milhares de associações, expressas no conjunto de percentuais de atendimento de pontos de conexão por grupos de fronteira/concessões de transmissão, fornecido pelo Programa Nodal que subsidia a definição das TUSTfr pela ANEEL.</p>					
258.	VillaEng	Se aplicada integralmente, a regulamentação proposta pela ANEEL elimina a intersecção regulamentar que ocorre atualmente porque as Demais Instalações de Transmissão compartilhadas – DITc são contratadas através		Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT exclusivas, a contribuição perde objeto.	

		<p>de Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, que tem sua regulamentação própria, ao mesmo tempo em que são remuneradas através de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão/Fronteira - TUSTfr que, por sua vez, também remunera a Rede Básica de Fronteira, contratada pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, também com seus padrões e regulamentação próprias; apontada no item Erro! Fonte de referência não encontrada. desta NT, com os seguintes efeitos benéficos e simplificadores dos processos de contratação e de apuração de serviços e encargos de uso do sistema de transmissão: A TUSTfr remunerará tão somente a RBF; A AMSE realizada pelo ONS abrangerá somente as instalações e equipamentos da RB e RBF, contratadas pelos CPST. Portanto, estará restrita ao que é realmente do interesse sistêmico global; Os grupos de fronteira ficarão reduzidos àqueles constituídos de RBF. Portanto, poderão ser utilizados os mesmos grupos de fronteira existentes para a apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI; As diferenças entre os valores de EUST arrecadados e as receitas de transmissão relativas a cada grupo de fronteira serão resolvidas particularmente, dentro do contexto de CCT ou Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD. Portanto, não estarão mais presentes nas parcelas de ajustes consideradas anualmente na definição da TUSTfr pela ANEEL.</p>		
259.	VillaEng	<p>Entretanto, a transição entre a regulamentação atual e a proposta requer um sincronismo perfeito entre (a) transferência das DIT para as distribuidoras, (b) contratação de MUST e de MUSD, (c) medição de demandas máximas nos novos pontos de conexão e (d) apuração de serviços e encargos de uso do Sistema de Transmissão. Se esta transição não ocorrer num mesmo mês de apuração, poderão resultar um ou mais desses inconvenientes: Uma DITc já transferida continuará sendo remunerada pela AMSE, ou vice-versa; A descontração de MUST localizados nas DITc, ocorrendo antes da transferência das instalações, deixará estas</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT exclusivas, a contribuição perde objeto.

		<p>últimas sem a receita a que fazem jus, ou vice-versa; A contratação de um MUSD antes da descontração do respectivo MUST provocará a cobrança redundante de EUST+EUSD, ou vice-versa; A falta de medição de demanda máxima nos novos pontos de conexão impedirá a apuração de encargos adicionais de uso do Sistema de Transmissão, ultrapassagem de demanda e de sobrecontratação.</p>		
260.	VillaEng	<p>Deve-se, também, destacar que a simultaneidade de transição deve ser observada entre todos os elementos integrantes de um determinado grupo de fronteira e seus associados. Como há um relacionamento de “muitos para muitos”, toda a árvore relacionada devem convergir para uma transição no mesmo mês de apuração.</p>  <p>Caso a transição não ocorra num mesmo mês para todo o sistema, a ANEEL deverá emitir em cada mês novos Percentuais de atendimento de pontos de conexão por grupos de fronteira/concessões de transmissão, uma vez que o ONS não detêm informação detalhada das instalações e receitas de transmissão relativas a DITc e, portanto, não poderia recalcular os percentuais à medida em que ocorrerem as transferências de DITc para as distribuidoras. Por outro lado, se os percentuais não forem ajustados no devido tempo, as diferenças entre os valores de EUST arrecadados e as receitas de transmissão resultariam em parcelas de ajuste que poderiam não encontrar destino no próximo ciclo tarifário pois o grupo de fronteira já estaria extinto ou modificado.</p>	Não aceito	Com a nova proposta de transferir apenas as DIT exclusivas, a contribuição perde objeto.
261.	ONS	<p>REN 506/2012. Excluir Art. 7º § 3º. Justificativa (Válida para esta contribuição e as contribuições 2 e 5) Vulnerabilidades para o SIN, considerando que:</p>	Não aceito	Essa questão está sendo tratada no âmbito de um processo específico

		Os acessos às redes elétricas contempladas na referida AP passarão a ser feitos por distribuidora; e A REN nº 506/2012 estabelece para a Distribuidora que ela “deve verificar a necessidade de solicitar ao ONS informações acerca de impactos do acesso sobre o sistema de transmissão”, ou seja, não é obrigatória tal solicitação. Dessa forma, o ONS não terá mais conhecimento imediato dos acessos nessas instalações, inclusive as de interesse sistêmico e tal informação passará a depender de: Solicitação da Distribuidora de parecer técnico do ONS acerca de impactos de determinado acesso na rede de sua concessão sobre o sistema de transmissão; ou ainda; No caso de acessos de centrais geradoras, quando da solicitação de classificação da Modalidade de Operação ou ainda de Declaração de, ter ou não, Relacionamento com ONS, para entrada em operação teste/comercial. Assim, torna-se necessário adequar a regulamentação vigente com o objetivo que o ONS seja consultado, e, quando necessário, incluir as respectivas considerações do ONS nos documentos de acesso emitidos pelas Distribuidoras.		
262.	ONS	REN 506/2012. Art. 8º - Quando de consulta ou solicitação de acesso permanente às redes de distribuição, a distribuidora deve verificar a necessidade de solicitar ao a outras distribuidoras informações acerca de impactos do acesso sobre o sistema de distribuição para elaboração de informação ou parecer de acesso. §1º - As informações fornecidas por outras distribuidoras devem ser consideradas na análise do critério de mínimo custo global relativo ao acesso. Justificativa (Contida na contribuição 4)	Não aceito	A contribuição trata de acesso, e não de transferência de DIT.
263.	ONS	REN 506/2012. Art. 8º - Quando de consulta ou solicitação de acesso permanente de unidade consumidora ou de central geradora às redes de distribuição integrantes da Rede Complementar, ou ainda de acesso de central geradora centralmente programada e/ou despachada pelo ONS, a distribuidora deverá solicitar ao Operador diagnóstico sobre os impactos do acesso no sistema de transmissão, para compor a elaboração de informação ou de parecer de	Não aceito	A contribuição trata de acesso, e não de transferência de DIT.

		<p>acesso.</p> <p>§1º As informações fornecidas pelo ONS devem ser incluídas na análise do critério de mínimo custo global relativo ao acesso.</p> <p>Justificativa (Contida na contribuição 4)</p>		
264.	ONS	<p>REN 68/2004. Art. 1º - Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão – DIT, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição.”</p> <p>Justificativa</p> <p>Conforme Nota Técnica nº 0032/2015-SRD/ANEEL, o planejamento centralizado poderá determinar a execução de obras em instalações de tensão inferior a 230 kV, deste modo, entendemos ser necessário alterar o artigo 1º da Resolução Normativa nº 68/2004.</p>	Não aceito	A contribuição trata de acesso, e não de transferência de DIT.
265.	ONS	<p>REN 68/2004. Art. 2º - as novas linhas de transmissão e subestações, bem como reforços em instalações existentes de âmbito próprio de concessionária ou permissionária de distribuição, cuja implementação seja necessária para minimizar os custos de expansão e de operação do SIN e promover a utilização racional dos sistemas existentes. Para este fim, deverão ser utilizados os mesmos critérios de avaliação de desempenho da expansão do sistema de transmissão.</p> <p>Justificativa</p> <p>Conforme Nota Técnica nº 0032/2015-SRD/ANEEL, o planejamento centralizado poderá determinar a execução de obras em instalações de tensão inferior a 230 kV, entretanto, a redação atual da Resolução Normativa nº 68/2004, permite incluir no plano anual de ampliações e reforços, somente novas linhas de transmissão e subestações em instalações de distribuição. O texto proposto tem o objetivo de preencher esta lacuna, e, quando necessário incluir propostas de ampliações e reforços em instalações existentes de</p>	Não aceito	A contribuição trata de critério de planejamento, e não de transferência de DIT.

		distribuição.		
266.	SEESP	Incongruência da Proposta. Na Nota Técnica nº 0032/2015-SRD/ANEEL a ANEEL pretende não apenas que a classificação da Rede Básica permaneça na tensão igual ou superior a 230 kV mas também que as DIT passem a exercer função típica de distribuição. Uma linha de transmissão que tenha função típica de distribuição serve para atendimento do mercado consumidor da Distribuidora e basicamente transporta energia elétrica até os seus pontos onde se encontram as cargas. Por sua vez, as DIT hoje fazem parte da rede complementar do ONS, são utilizadas, portanto, para interligação de sistemas elétricos e deslocamentos de blocos de energia. As DIT foram construídas em vistas de necessidades de operação do sistema de transmissão e não para atender ao mercado consumidor das Distribuidoras, logo o desvio de finalidade, poderá ocasionar restrições operativas para o ONS, prejudicando o desempenho da Rede Básica dos Sistemas Interligados. É impossível um ativo DIT cumprir integralmente e ao mesmo tempo função típica de transmissão e função típica de distribuição. Assim, de nada adianta o ONS continuar a operar a DIT como Rede Complementar se não tiver os meios para evitar que sua destinação seja modificada.	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
267.	SEESP	Alteração Unilateral do Contrato de Concessão. A Lei nº 8.987/1995 (Lei Geral das Concessões) tem o seu alcance nos Contratos de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, sendo aplicável: Art. 9º §4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo concomitante à alteração. Art. 10 Sempre que forem atendidas as condições do contrato, consideras e mantido seu equilíbrio econômico-financeiro. O próprio dispositivo legal estabelece a caracterização como alteração unilateral do contrato de concessão, quando afetar seu inicial equilíbrio econômico-financeiro. Uma forma bastante simplificada de se efetuar o cálculo do valor a ser indenizado para reequilíbrio econômico-	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

		<p>financeiro da concessão é o uso da metodologia “fluxo de caixa descontado futuro trazido a valor presente” que foi utilizada na definição de preços mínimos de todos os editais de privatização de empresas do setor elétrico. Faz-se o cálculo inicialmente considerando todos os ativos atuais da Transmissora e depois, refaz-se o cálculo de todos os ativos atuais da Transmissora excluindo-se as DIT. A diferença entre os dois cálculos já trazidos a valor presente é o valor a ser indenizado para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da Transmissora. Assim, é necessária prever dois tipos de indenização: o A indenização dos ativos não indenizados e não amortizados ainda o A indenização para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.</p>		
268.	SEESP	<p>Privatização de Ativos de Empresas Estatais Federais. Deveria haver necessidade de autorização legislativa para promover a desestatização de ativos de empresas públicas federais de energia. O artigo 31 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, assim dispõe: Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV. § 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE. Esclarece-se que o artigo 5º da Lei nº 9.648, de 27/05/1998, que foi revogado, estabelecia a reestruturação das empresas federais a serem privatizadas, ou seja, enquanto houve possibilidade de serem feitas privatizações havia respaldo legislativo para isso, o que não mais acontece nos dias atuais. Os dados abaixo foram extraídos do item 101 da Nota Técnica nº 0032 e dos Contratos de Concessão (Aditivos):</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.

Transmissora	Indenização	RAP Total (*)	RAP a Reduzir (*)	% de perda
CHESF	R\$ 160.855.392,28	R\$ 517.607.206,41	R\$ 74.320.801,96	14%
ELETRONORTE	R\$ 48.160.026,99	R\$ 276.252.486,49	R\$ 19.904.800,94	7%
ELETROSUL	R\$ 66.331.430,57	R\$ 406.109.440,15	R\$ 59.245.459,41	15%
FURNAS	R\$ 136.109.674,60	R\$ 629.802.717,27	R\$ 53.459.498,29	8%

Segundo estudo da ANEEL, com base em Banco de Preços, ativos avaliados em cerca de R\$ 411 milhões atualmente de propriedade de empresas federais de energia deverão ser transferidos, sem licitação e sem autorização legislativa, para empresas Distribuidoras privadas. As empresas federais de energia terão uma perda anual de faturamento de cerca de R\$ 207 milhões, sem que possam compensar com reduções de seus custos de mão de obra tendo em vista de não há como demitir funcionários concursados. Ao se recapitular a forma simplista com que o Parecer Jurídico da Procuradoria Federal e a Nota Técnica da SRD/ANEEL tratam a questão da transferência de DIT, ignorando impacto em empresas públicas. Observa-se estar em andamento uma privatização como nunca foi feita no Brasil, pois todas as que ocorreram anteriormente tiveram as empresas sucessoras de absorver o quadro de funcionários, o que não será possível no presente caso.

269.	SEESP	<p>Critérios de Definição da Rede Básica. Até 1999 não existiam empresas que atuassem apenas na área de Transmissão de energia elétrica. A criação destas empresas foi idealizada a partir do modelo setorial RESEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro) que previu a chamada desverticalização, segregando as atividades de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica. Antes mesmo do modelo setorial, a Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995 já estabelecia em seu artigo 17 (redação atual), critérios para composição da rede básica: Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais. §1º As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN serão objeto de concessão, mediante</p>	Não aceito	Vide contribuição nº 1.
------	-------	---	------------	-------------------------

	<p>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. § 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição. § 3º As instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações. § 4º As instalações de transmissão, existentes na data de publicação desta Lei, serão classificadas pelo poder concedente, para efeito de prorrogação, de conformidade com o disposto neste artigo. § 5º As instalações de transmissão, classificadas como integrantes da rede básica, poderão ter suas concessões prorrogadas, segundo os critérios estabelecidos nos Arts. 19 e 22, no que couber. A redação do caput do artigo. 17 prevê que deverá ser considerado a destinação das instalações, indicando clara referência à função desempenhada pelos ativos. Pelo artigo 17 da lei acima, toda subestação e linha de transmissão existente, segundo o que prevê a lei acima, deveriam ser enquadradas em umas três categorias legais. O as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, de forma a assegurar a otimização dos recursos energéticos; o as de âmbito próprio do concessionário de distribuição; e o as de interesse exclusivo das centrais de geração. Com base na citada lei, a portaria DNAEE nº 244, de 28 de junho de 1996, identificou entre os ativos de transmissão de energia existentes no País aqueles que se enquadravam em uma das 3 categorias definidas em lei. Não importava a tensão da linha de transmissão ou da subestação, mas sim, como determina a Lei, apenas a função exercida, de forma que inúmeras linhas de transmissão e subestações, na tensão de 138 kV e mesmo algumas na tensão de 88 kV, foram definidas como integrantes da Rede Básica; A proposta de mudança veio através do RESEB, por meio do Sumário Executivo – Dezembro de 1997, da Coopers & Lybrand, em relação a</p>		
--	---	--	--

composição da Rede Básica fez constar: 33 – Recomendamos uma definição para transmissão e distribuição baseada no nível de tensão e não no papel exercido. Todos os ativos em tensões de 230 kV ou superiores devem ser tratados como ativos de distribuição para fins de formulação e regulamentação tarifarias. A adoção do critério de “tensão” no lugar de “função” não encontra respaldo na legislação sendo que tratou-se apenas de uma recomendação do RESEB que acabaram por ser incorporadas nas normativas da ANEEL mas, temos a acreditar que não seja este o real motivo, como tentaremos expor adiante. Na verdade, a ANEEL não adotou outras recomendações do RESEB, como por exemplo, aquela que somente a carga, e não a geração conectada à distribuição deveria pagar encargos pelo uso do sistema de distribuição (Recomendação 41). .O próprio RESEB passou por uma revisão de grupos de estudos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia, tendo em outubro de 2001 sido divulgado em seu Sumário Executivo, do que foi chamado de RESEB COM e onde constou: 2.c.2 Critérios para determinação da Rede Básica. Sugestão 55. Que sejam seguidos os seguintes critérios fundamentais para composição da Rede Básica (GIII – ACRB) e (GIV – ET): I. Que a “Rede Básica” dos sistemas elétricos interligados seja constituída pelas linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e por subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica. (GIII – ACRB). II. Que não sejam considerados integrantes à Rede Básica, linhas de transmissão, transformadores de potência e suas conexões, quando destinadas ao uso exclusivo de uma central geradora ou de um único consumidor, bem como transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive suas conexões. III. Que as instalações destinadas à conexão de linhas de transmissão e de distribuição para atendimento de um concessionário de distribuição, não sejam incluídas na Rede Básica, sendo tratadas como

	<p>ativos de conexão. IV. Que as instalações de transmissão de uso exclusivo de interligações internacionais não sejam incluídas entre os ativos da Rede Básica. V. Que na composição da REDE BÁSICA possam ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 KV desde que: 1. interliguem usinas despachadas centralizadamente com funções relevantes de otimização eletroenergética, comprovadamente justificadas pelo ONS; e 2. em casos excepcionais, por proposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e mediante aprovação da ANEEL, as instalações sejam consideradas relevantes para a operação da Rede Básica; A chamada “Rede Complementar” foi o eufemismo criado e que passou a ser usado pelo ONS para as instalações em tensões inferiores a 230 kV que atendem o critério acima e que, entretanto, não deixam de ser ativos de transmissão, pois são operados pelo ONS ou a seu comando. Tem outro fator a considerar que as DIT desempenham função sistêmica, logo estas não poderiam ser operadas pelas Distribuidoras, dada a vedação expressa estabelecida no artigo 4º, §5º da Lei n.º 9.074/1995, com a redação trazida pela Lei n.º 10.848/2004: Artigo 4º §5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades: (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) ... II de transmissão de energia elétrica; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) Ainda que a mando do ONS, operar ativos pertencentes a Rede Complementar exigirão capacitação do empregados da Distribuidora. É incoerente e ilegal que estejam sendo desenvolvidas tais atividades pelas Distribuidoras. Não existe qualquer explicação lógica e sensata para que instalações que deveriam ser neutras, passarem para uma Distribuidora que poderá passar a ter de atender outra Distribuidora, o que não faz sentido. O simples fato que o fluxo de energia ora vai numa direção e ora vai em direção contrária já demonstra serem atividades do sistema interligado nacional. No entender do SEESP deve-se não só não transferir os ativos das DIT</p>		
--	--	--	--

		que sejam integrantes da Rede Complementar como há de se esclarecer definitivamente: não se trata de instalações de âmbito próprio do concessionário de distribuição, e sim as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados!		
270.	Sinergia	Esta é a Audiência Pública 041/2015 que objetiva colher subsídios e informações adicionais sobre a proposta de transferência das Demais Instalações de Transmissão – DITs sob a operação das transmissoras para as distribuidoras. A Resolução Normativa 67, de 08 de junho 2004, estabeleceu os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. O artigo 4º, item III, aborda as instalações de tensão inferior a 230 kV. A Resolução Normativa 68, de 8 de junho de 2004, estabeleceu responsabilidade de operação às transmissoras e remuneração por adicional de Receita Anual Permitida (RAP). Concluímos que: as DITs permaneceram sob o controle das transmissoras por pelo menos 11 anos, desde a edição das referidas resoluções normativas que regulamentaram a sua operação ¹ ; os agentes de transmissão perceberam parcela adicional de Receita Anual Permitida – RAP pela manutenção destes ativos entre suas responsabilidades de operação; os agentes de distribuição tiveram o acesso às DITs regulado pela Resolução Normativa 68/2004.	Não se aplica	Não há sugestão de melhoria na contribuição.
271.	Sinergia	Consideramos e defendemos: que não existe consenso sobre a matéria sequer dentro das empresas do setor, consideramos que a ANEEL não apresentou argumentos suficientes que fundamentem tal decisão e não ouviu todas as partes impactadas; que a reestruturação decorrente da presente proposta incidirá diretamente sobre a organização do trabalho provocando demissões, ao que solicitamos reunião urgente com a agência reguladora para apresentação de proposta de garantias aos trabalhadores impactados; que é necessário compor mesa tripartite para a discussão deste assunto à luz da Audiência Pública 038/2015 que segue em aberto e trata dos contratos de concessão de distribuição; que são válidos os argumentos da empresa CTEEP com relação à	Não aceito	A contribuição não apresentou dados que a sustentem, apenas um texto retórico.

		manutenção das subestações de interligação sob o controle dos agentes de transmissão, para garantia da operacionalidade do sistema; que as subestações não devem ficar desassistidas em momento algum, conforme o que determina a regulação setorial, sob o risco de comprometimento do sistema e que os operadores sejam treinados e certificados com a Certificação de Competência Técnica e de Saúde Física e Mental conforme detalhado na rotina (RO-MP.BR.04) dos procedimentos de rede da Operador Nacional do Sistema Elétrico e que se mantém válido o texto da alínea III, do Art. 4, da Resolução 67/2004.		
--	--	--	--	--

CONTRIBUIÇÕES SOBRE OS ATIVOS

Nº	AUTOR	TEXTO PROPOSTO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA ANEEL
272.	Ampla Energia	<p>ANGRA FUR</p> <p>Justificativa</p> <p>Concordamos com a transferência, porém solicitamos algumas alterações na lista de ativos a serem incorporados: a) Entradas de linha conectadas aos barramentos secundário e terciário de transformador de fronteira são consideradas exceções nos acessos de distribuidora, assim as EL's na tensão 138 kV devem ser excluídas b) Entendemos que bancos de capacitores e respectivos módulo de conexão também devam ser considerados como exceção, já que os barramentos com tensão inferior a 230 kV nas subestações RBF não serão incorporados pelas distribuidoras e não faz sentido incorporar os equipamentos isoladamente; c) A planilha lista apenas os módulos de conexão de 2 transformadores: 1 trafo elevador de geração 4,16/13,8 kV, de uso restrito da Eletronuclear, que deve ser excluído; e outro de distribuição 138/13,8 kV que atende exclusivamente à Eletronuclear. Neste último caso, entendemos que faltou incluir o transformador na lista de ativos a serem incorporados.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

273.	Ampla Energia	<p>CAMPOS</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta SE RBF deve ser excluída da lista pelos seguintes motivos: a) Entradas de linha conectadas aos barramentos secundário e terciário de transformador de fronteira são consideradas exceções nos acessos de distribuidora, assim as EL's na tensão 138 kV devem ser excluídas b) Entendemos que bancos de capacitores e respectivos módulo de conexão também devam ser considerados como exceção, já que os barramentos com tensão inferior a 230 kV nas subestações RBF não serão incorporados pelas distribuidoras e não faz sentido incorporar os equipamentos isoladamente;</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
274.	Ampla Energia	<p>SAO GONCALO</p> <p>Justificativa</p> <p>Concordamos com a transferência, com exceção do transformador elevador da geração que está em desuso desde a desativação da geração térmica.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
275.	Ampla Energia	<p>USI CAMPOS</p> <p>Justificativa</p> <p>Concordamos com a transferência, com exceção dos ativos de geração atualmente em operação nesta SE DIT.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
276.	Ampla Energia	<p>VENDA PEDRAS</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta SE RBF deve ser excluída da lista pelos seguintes motivos: a) Entradas de linha conectadas aos barramentos secundário e terciário de transformador de fronteira são consideradas exceções nos acessos de distribuidora, assim as EL's na tensão 138 kV devem ser excluídas b) Entendemos que bancos de capacitores e respectivos módulo de conexão também devam ser considerados como exceção, já que os barramentos com tensão</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

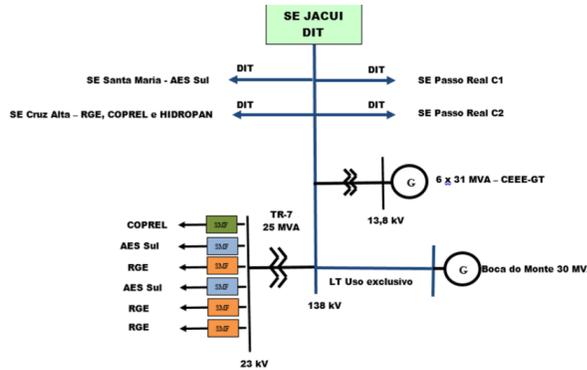
		inferior a 230 kV nas subestações RBF não serão incorporados pelas distribuidoras e não faz sentido incorporar os equipamentos isoladamente;		
277.	CEB Distribuição	Excluir os ativos: BRAS. GERAL, BRAS. SUL, BRASILIA LESTE e SAMAMBAIA. Justificativa Conforme texto original descrito nos itens a), b) e c) da alínea III do Art. 2º, no caso da CEB Distribuição os ativos relacionados não se enquadram entre aqueles a serem incorporados.	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
278.	CEEE-GT	Propõe que seja corrigida a classificação da SE Farroupilha de SE DIT para SE RBF. Justificativa Na Nota Técnica NTT/AT/APG-15-0012 em anexo, a CEEE-GT apresenta o diagrama unifilar da subestação que mostra o barramento 69 kV da SE Farroupilha conectado diretamente no TR 230/69 kV.	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
279.	CHESF	CATU IB 13,8 kV MG 230 kV CATU MG1 BA IB3 Justificativa Instalação não consta na aba Lista atualizada 2014-2015 da NT 032/2015, apesar de aparecer na aba Em Operação. Incluída pela CHESF	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
280.	CHESF	CATU IB 13,8 kV MG 230 kV CATU MG1 BA IB2 Justificativa Instalação não consta na aba Lista atualizada 2014-2015 da NT 032/2015, apesar de aparecer na aba Em Operação. Incluída pela CHESF	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
281.	CHESF	CATU IB 13,8 kV MG 230 kV CATU MG1 BA IB1 Justificativa Instalação não consta na aba Lista atualizada 2014-2015 da NT 032/2015, apesar de aparecer na aba Em Operação. Incluída pela CHESF	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a

				lista de transferências.
282.	CHESF	<p>FUNIL IB 13,8 kV MG 230 kV FUNIL MG1 BA IB2</p> <p>Justificativa</p> <p>Instalação não consta na aba Lista atualizada 2014-2015 da NT 032/2015, apesar de aparecer na aba Em Operação. Incluída pela CHESF</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
283.	CHESF	<p>FUNIL IB 13,8 kV MG 230 kV FUNIL MG1 BA IB1</p> <p>Justificativa</p> <p>Instalação não consta na aba Lista atualizada 2014-2015 da NT 032/2015, apesar de aparecer na aba Em Operação. Incluída pela CHESF</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
284.	CHESF	<p>ITABAIANA TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR7 SE</p> <p>Justificativa</p> <p>Objeto do Processo ANEEL 48500.004001.2011-80 - Transferência para Energisa SE</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
285.	CHESF	<p>ITABAIANA TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR5 SE</p> <p>Justificativa</p> <p>Objeto do Processo ANEEL 48500.004001.2011-80 - Transferência para Energisa SE</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
286.	CHESF	<p>ITABAIANA TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE</p> <p>Justificativa</p> <p>Objeto do Processo ANEEL 48500.004001.2011-80 - Transferência para Energisa SE</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

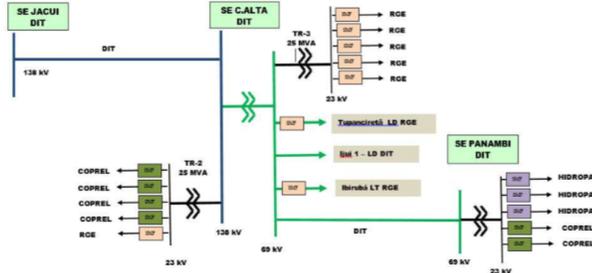
287.	CHESF	<p>ITABAIANA MC 13,8 kV TR 69/13,8 kV ITABAIANA TR4 SE</p> <p>Justificativa</p> <p>Objeto do Processo ANEEL 48500.004001.2011-80 - Transferência para Energisa SE</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.																																				
288.	Coelce	<p>Referente ao ANEXO da Resolução, dentre as SE's listadas a grande maioria tem apenas equipamentos de suporte ao barramento da SE, não fazendo sentido a incorporação de equipamentos isolados conforme contribuição ao Art. 2º da minuta proposta.</p> <p>Justificativa</p> <p>Desta forma, das subestações localizadas no estado de Ceará, somente duas delas tem uma parte que não estaria contemplada nas exceções descritas no artigo 2º contemplando a proposta feita pela Coelce. São estas as Subestações Banabuiú e Milagres, que possuem pátio de distribuição, ou seja, transformadores de 69/13kV, Barramento de 13,8kV e saída de alimentadores 13,8kV que alimentam diretamente redes de MT da distribuidora e por isso estariam, estas partes, na condição de serem transferidas para a distribuidora. Assim sugerimos corrigir a planilha REM, excluindo as demais subestações:</p> <table border="1" data-bbox="344 1373 935 1675"> <thead> <tr> <th>Edificação</th> <th>Classificação</th> <th>Situação operacional</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>AQUIRAZ-II</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> </tr> <tr> <td>BANABUIU</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> </tr> <tr> <td>CAUIPE</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação</td> </tr> <tr> <td>DELM. GOUVEIA</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> </tr> <tr> <td>FORTALEZA</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> </tr> <tr> <td>ICO</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação</td> </tr> <tr> <td>MARACANAU</td> <td>SE-RBF</td> <td>Reforços Autorizados</td> </tr> <tr> <td>MILAGRES</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação</td> </tr> <tr> <td>RUSSAS-II</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> </tr> <tr> <td>SOBRAL-II</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação</td> </tr> <tr> <td>TAUA-II</td> <td>SE-RBF</td> <td>Em operação</td> </tr> </tbody> </table>	Edificação	Classificação	Situação operacional	AQUIRAZ-II	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados	BANABUIU	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados	CAUIPE	SE-RBF	Em operação	DELM. GOUVEIA	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados	FORTALEZA	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados	ICO	SE-RBF	Em operação	MARACANAU	SE-RBF	Reforços Autorizados	MILAGRES	SE-RBF	Em operação	RUSSAS-II	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados	SOBRAL-II	SE-RBF	Em operação	TAUA-II	SE-RBF	Em operação	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Edificação	Classificação	Situação operacional																																						
AQUIRAZ-II	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados																																						
BANABUIU	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados																																						
CAUIPE	SE-RBF	Em operação																																						
DELM. GOUVEIA	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados																																						
FORTALEZA	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados																																						
ICO	SE-RBF	Em operação																																						
MARACANAU	SE-RBF	Reforços Autorizados																																						
MILAGRES	SE-RBF	Em operação																																						
RUSSAS-II	SE-RBF	Em operação e reforços autorizados																																						
SOBRAL-II	SE-RBF	Em operação																																						
TAUA-II	SE-RBF	Em operação																																						
289.	COPEL Geração Transmissão	<p>LT 138 kV FIGUEIRA /US. FIGUEIRA PR exclusão do anexo.</p> <p>Justificativa</p> <p>Linha de uso exclusivo de central geradora, de acordo com o inciso I do Artigo 4º da Resolução Normativa nº 67/2004</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a																																				

				lista de transferências.
290.	COPEL Geração Transmissão	<p>LT 69 kV BARIGUI /SANT.QUITERIA PR exclusão do anexo.</p> <p>Justificativa</p> <p>Linha desativada - As linhas 1 e 2 entre a subestação Barigüi e a subestação Santa Quitéria operavam em 69 kV, porém eram isoladas para 230 kV. Foram desativadas com a implantação da subestação Santa Quitéria em 230 kV, constante do Contrato de Concessão nº 007/2012, outorgado à Caiuá Transmissora de Energia S.A. Atualmente, compõem as linhas em 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria e Umbará – Santa Quitéria, integrantes da Concessão nº 60/2001, outorgada à Copel GeT.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
291.	COPEL Geração Transmissão	<p>LT 69 kV UBERABA /GUATUPE PR exclusão do anexo.</p> <p>Justificativa</p> <p>Linha Desativada - Operava em 69 kV, porém era isolada para 230 kV. Foi desativada com a implantação da LT 230 kV Uberaba – Umbará 2, autorizada à Copel GeT através da Resolução Autorizativa nº 2756/2010.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
292.	COPREL Cooperativa de energia	<p>Considerar a excepcionalidade às transferências das DIT compartilhadas na Subestação DIT 138 kV Jacuí.</p> <p>Justificativa</p> <p>Reduzir efeitos tarifários aos consumidores da COPREL e AES Sul, e evitar grandes transtornos de adequações na subestação Jacuí face aos 5 (cinco) agentes utilitários desta instalação compartilhada. A SE DIT Jacuí 138 kV é uma subestação com instalações de uso compartilhado que atende 5 Agentes: RGE, AES Sul, COPREL, UHE JACUI e PCH BOCA DO MONTE ENERGIA, ambas com despacho centralizado pelo ONS. A barra de 138 kV da SE Jacuí é interligada ao Sistema da Rede Básica com duas linhas de 138 kV à Usina do Passo Real e uma linha à subestação de Santa Maria 1 no centro do Estado com a AES Sul. Nestas instalações de uso compartilhado, existem contratos com o ONS (CUST) com os 3</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

Agentes de Distribuição, estando seus sistemas de faturamento-SMF, perfeitamente adequados e medidos sob os critérios da CCEE.

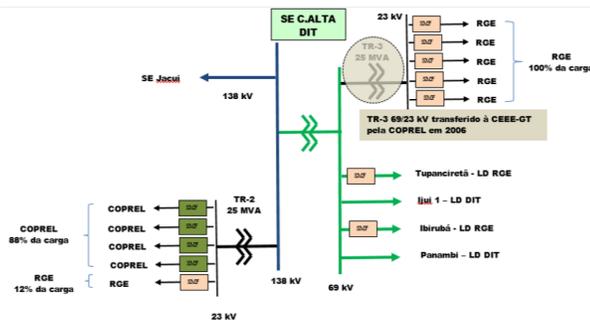


A proposta da Nota Técnica 032/2015, em transferir todas estas instalações de uso compartilhado à RGE, provoca alterações de contrato da COPREL e da AES Sul, que passarão de CUST para CUSD com a RGE, aumentando os custos da Parcela A, sem nenhum benefício sistêmico, operacional e de planejamento de curto prazo aos seus consumidores. A proposta também transfere para a RGE a propriedade da instalação que interliga a Usina do Passo Real, numa barra de 138 kV que detém a conexão de 2 Usinas com despacho centralizado pelo ONS (180 +30 MW), além de possuir na barra de 23 kV, equipamentos de controle da UHE Jacuí. Face aos aumentos tarifários que os consumidores da COPREL e AES Sul ficarão submetidos e ao grande contingente de alterações de ordem técnica que a subestação Jacuí será submetida, com as respectivas adaptações de todos os agentes de distribuição e geração, sugere-se uma alternativa de excepcionalidade à Nota Técnica 032/2015, qual seja: - Manter as instalações de uso compartilhado da SE Jacuí sob propriedade da transmissora CEEE-GT. Desta maneira: Os contratos de uso da RGE, COPREL e AES Sul com o ONS seriam mantidos, sem aumento da Parcela A; os efeitos tarifários aos consumidores da COPREL e AES Sul seriam reduzidos (os da RGE não seriam afetados); os SMFs atuais seriam mantidos em todas as subestações, já operando sob os critérios da CCEE; uma grande quantidade de adaptações técnicas que deveriam

	<p>ser desenvolvidas para as adequações necessárias a cada Agente de Distribuição e Geração existentes nesta subestação, seriam evitadas; o planejamento atual desenvolvido ao longo dos anos pelas Distribuidoras, que adotaram critérios de planejamento visando sempre a expansão do seu sistema através dos critérios de menor custo global, não seria alterado e prejudicado; e a MODICIDADE TARIFÁRIA, sempre apregoada ao longo dos anos no planejamento das empresas, seria mantida.</p>		
<p>293.</p>	<p>COPREL Cooperativa de energia</p> <p>Considerar a excepcionalidade às transferências das DIT compartilhadas no sistema Jacui-Cruz AltaPanambi.</p> <p>Justificativa</p> <p>Reduzir efeitos tarifários aos consumidores da COPREL e HIDROPAN. Três (3) Agentes de Distribuição utilizam o sistema de 138 kV DIT desde a Usina do Jacui até a Subestação de Cruz Alta: RGE, COPREL e HIDROPAN. Nestas instalações de uso compartilhado, existem contratos com o ONS (CUST) com os 3 Agentes de Distribuição, estando seus sistemas de faturamento-SMF, perfeitamente adequados e medidos sob os critérios da CCEE.</p>  <p>A proposta da Nota Técnica 032/2015, em transferir todas estas instalações de uso compartilhado à RGE, provoca alterações de contrato da COPREL e da HIDROPAN, que passarão de CUST para CUSD com a RGE, aumentando os custos da Parcela A aos seus consumidores, sem nenhum benefício sistêmico, operacional e de planejamento de curto prazo. Face aos aumentos tarifários que os consumidores da COPREL e HIDROPAN serão submetidos, sugere-se uma alternativa de</p>	<p>Não aceito</p>	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>

	<p>excepcionalidade à Nota Técnica 032/2015, manter as instalações de uso compartilhado, LT 138 kV Jacui-Cruz Alta, SE Cruz Alta, LT 69 kV Cruz Alta-Panambi e SE Panambi sob propriedade da transmissora CEEE-GT. Desta maneira: os contratos de uso da RGE, COPREL e HIDROPAN com o ONS seriam mantidos, sem aumento da Parcela A; os efeitos tarifários aos consumidores da COPREL e HIDROPAN (os da RGE não seriam afetados), seriam reduzidos; os SMFs atuais em todas as subestações, já operando sob os critérios da CCEE, seriam mantidos; seria mantido o Planejamento atual desenvolvido ao longo dos anos pelas Distribuidoras, que sempre adotaram procedimentos visando a expansão do seu sistema através de critérios de menor custo global, a alteração deste planejamento agora, traria grandes prejuízos aos consumidores da COPREL e aplicaríamos e manteríamos a MODICIDADE TARIFÁRIA, sempre apregoada ao longo dos anos no planejamento destas empresas. Enfim, este é um caráter de excepcionalidade com um único fim, MODICIDADE TARIFÁRIA, ou seja, não expor ao consumidor as consequências financeiras de uma alteração de propriedade de sistema elétrico que não ganhou nenhum benefício de qualidade e/ou disponibilidade aos seus consumidores.</p>		
294.	<p>COPREL Cooperativa de energia</p> <p>Considerar a excepcionalidade na Subestação Cruz Alta, compensando à COPREL o TR-3 69/23 25 MVA adquirido e doado pela Permissionária.</p> <p>Justificativa</p> <p>Devolução de equipamentos e redução do efeito tarifário aos consumidores da COPREL em função da NT 032/2015. Na SE DIT Cruz Alta, o TR-3 69/23 kV-25 MVA, foi adquirido, instalado e doado pela COPREL em 2006 (TR, módulos de Alimentadores e extensão de barramento 23 kV), conforme Termo de Doação datado de 02/10/2006. Em 2006, após negativa da concessionária RGE em atender à solicitação de aumento de carga da COPREL, a alternativa encontrada pelas empresas, foi a COPREL, na época cooperativa, adquirir e instalar o TR-3</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>

69/23 kV, ampliar o barramento 23kV e instalar novas saídas de alimentadores, transferindo esses ativos sem custo para a RGE e está, para a CEEE-GT. Na época, não era permitido que Cooperativas possuíssem ativos dentro de propriedades de terceiros, neste caso, instalações DIT. Este fato citado, reforça a ideia de que as concessionárias responsáveis agora pelas instalações compartilhadas (conforme proposto nesta AP pela Aneel), não terão motivação técnica aparente para planejar e operar instalações que atendem outros agentes (concessionárias, permissionárias e/ou central geradora). Na reconfiguração das saídas dos Alimentadores, o TR-2 138/23kV 25MVA, ficou alimentando o restante da carga da SE Cruz Alta com aproximadamente 17,0 MW de carga COPREL em 4 alimentadores e 2,3 MW de carga RGE em apenas 1 alimentador.



A proposta da Nota Técnica 032/2015, em transferir a SE DIT Cruz Alta para a RGE, provocará alterações de contrato de uso da COPREL do ONS (CUST) para a RGE (CUSD), aumentando os custos da Parcela A aos consumidores da COPREL. Desta forma, com o intuito reparar os investimentos realizados pela COPREL e visando a MODICIDADE TARIFÁRIA, sugerimos: restituir o investimento realizado pela COPREL no TR-3 69/23 kV-25 MVA para propriedade da COPREL, sem custo a CEEE-GT e RGE; como alternativa de compensação, seria a transferência do ativo TR-2 138/23 – 25MVA para a COPREL; que a COPREL contrate CUST em A2 da SE DIT, transferindo o SMF dos Alimentadores (CUSD) para à montante do TR-2 138/23 kV – 25MVA. Efeitos desta sugestão de excepcionalidade: evitar que ativos

		adquiridos e instalados pela COPREL sejam transferidos para a RGE (TR-3, módulos de Alimentadores e barramento 23 kV); minimizar o aumento da Parcela A, pelo efeito da NT 032/2015, aos consumidores da COPREL (passando de tarifação A4 para A2).																				
295.	CPFL Energia	O Grupo CPFL Energia entende que o anexo apresentado na minuta de resolução proposta pela ANEEL não reflete totalmente os critérios de incorporação. O texto da contribuição do Grupo CPFL Energia para o anexo da minuta de resolução proposta pela ANEEL encontra-se no Anexo I (Contribuição CPFL) deste documento. Dessa forma, somado ao pleito do Grupo CPFL Energia em relação aos critérios de incorporação das DIT, conforme apresentado no Artigo 2º, no Anexo I deste documento é encaminhada a proposta de revisão para cada uma das Linhas e Subestações listadas, com a indicação da concessionária que se entende responsável pela incorporação do ativo.	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.																		
296.	DEMEI	<p>Nota Técnica.</p> <p style="text-align: center;">Anexo III – NT 0032/2015</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Edifício</th> <th>Área de Concessão</th> <th>Módulo</th> <th>IdeMdl</th> <th>Para</th> <th>Concessionária do Módulo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IJUI-2</td> <td>DEMEI</td> <td>EL-69 kV IJUI-2 PARA IJUI-4</td> <td>22534</td> <td>DEMEI</td> <td>ELETROSUL</td> </tr> <tr> <td>IJUI-2</td> <td>DEMEI</td> <td>EL-69 kV IJUI-2 PARA DEMEI</td> <td>22533</td> <td>DEMEI</td> <td>ELETROSUL</td> </tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>Os ativos listados no Anexo III – NT 0032/2015 devem ser incorporados pelo DEMEI, à EXCEÇÃO das conexões de linhas de 69 kV da Edificação IJUI 2, classificada com SE RBF. As referidas entradas de linha se encontram conectadas ao barramento secundário do transformador de potência com maior nível de tensão igual a 230 kV. Desse modo, segundo NT. 0032/2015, Anexo II - Minuta de Resolução, alínea c do inciso III do Art. 2º,</p>	Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo	IJUI-2	DEMEI	EL-69 kV IJUI-2 PARA IJUI-4	22534	DEMEI	ELETROSUL	IJUI-2	DEMEI	EL-69 kV IJUI-2 PARA DEMEI	22533	DEMEI	ELETROSUL	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo																	
IJUI-2	DEMEI	EL-69 kV IJUI-2 PARA IJUI-4	22534	DEMEI	ELETROSUL																	
IJUI-2	DEMEI	EL-69 kV IJUI-2 PARA DEMEI	22533	DEMEI	ELETROSUL																	

		essas entradas de linha permanecem sob a responsabilidade da ELETROSUL.														
297.	DEMEI	<p>Nota Técnica.</p> <p style="text-align: center;">Anexo III – NT 0032/2015</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Edifício</th> <th>Área de Concessão</th> <th>Módulo</th> <th>IdeMdl</th> <th>Para</th> <th>Concessionária do Módulo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CRUZ ALTA1</td> <td>RGE</td> <td>EL 69 kV CRUZ ALTA1 LT 69 kV CRUZ ALTA1 /JUI C-1 RS</td> <td>17765</td> <td>DEMEI</td> <td>CEEE-GT</td> </tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>Os ativos listados no Anexo III – NT 0032/2015 devem ser incorporados pelo DEMEI, INCLUINDO as conexões de entrada de linha EL 69 kV CRUZ ALTA1 LT 69 kV CRUZ ALTA1 /JUI C-1 RS, por se tratar de conexão em SE-DIT, conforme disposto no Anexo II - Minuta de Resolução Normativa, parágrafo §2º do inciso III do Art. 2º.</p>	Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo	CRUZ ALTA1	RGE	EL 69 kV CRUZ ALTA1 LT 69 kV CRUZ ALTA1 /JUI C-1 RS	17765	DEMEI	CEEE-GT	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo											
CRUZ ALTA1	RGE	EL 69 kV CRUZ ALTA1 LT 69 kV CRUZ ALTA1 /JUI C-1 RS	17765	DEMEI	CEEE-GT											
298.	DEMEI	<p>Nota Técnica.</p> <p style="text-align: center;">Anexo III – NT 0032/2015</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Edifício</th> <th>Área de Concessão</th> <th>Módulo</th> <th>IdeMdl</th> <th>Para</th> <th>Concessionária do Módulo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS</td> <td>-</td> <td>LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS</td> <td>18174</td> <td>DEMEI</td> <td>CEEE-GT</td> </tr> </tbody> </table> <p>Do ponto de vista técnico e regulatório a “LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS” e “LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS” se tratam de dois segmentos de uma única DIT, segundo o Art. 4º Resolução Normativa nº 068, de 8 de Junho de 2004, a saber:</p> <p>Art. 4º - A conexão por meio de seccionamento de linha integrante das DIT deverá ser, autorizada em favor da concessionária de transmissão proprietária da linha. § 1º A conexão a que se refere o “caput” compreende a implementação do módulo geral, do barramento,</p>	Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo	LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS	-	LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS	18174	DEMEI	CEEE-GT	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Edifício	Área de Concessão	Módulo	IdeMdl	Para	Concessionária do Módulo											
LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS	-	LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS	18174	DEMEI	CEEE-GT											

do módulo de manobra para conexão do acessante, das entradas e extensões de linha, e das adequações nos terminais da linha seccionada, devendo ser precedida da celebração dos correspondentes contratos de conexão e uso. § 3º Será estabelecida parcela adicional da RAP em favor da concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada, destinada a cobrir os custos de referência para operação e manutenção das instalações autorizadas, a ser considerada no cálculo da tarifa de uso.

À luz da regulação vigente, o seccionamento da linha “LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS” e “LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS”, para conexão da subestação “SE-SANTO ANGELO-1” (de propriedade da distribuidora RGE), não descaracteriza o fato da linha ser uma única DIT, haja vista que as entradas de linha e o barramento integram a linha, sendo de propriedade da transmissora CEEE-GT.

Corroborando com o aspecto técnico, o aspecto contratual em vigor. O DEMEI possui CUST e CCT para o uso e a conexão à Rede Básica. Eletricamente, a subestação Se Ijuí-1 é uma carga a jusante da linha em questão, que interligada a SE DIT IJUÍ-1 com a SE RBF “SANTO ÂNGELO2”.

A SE DIT IJUÍ-1 está conectada diretamente na subestação SE RBF SANTO ÂNGELO2, de propriedade da CEEE-GT, por intermédio da linha em 69 kV DIT IJUÍ - SANTO ÂNGELO2, compondo uma única linha. A SE-DIT IJUÍ-1 não é carga SE - SANTO ÂNGELO1. Caso tal condição existisse deveria ser precedida de um CUSD e CCD com a RGE, o que não ocorre.

Face aos elementos apresentados fica evidenciado que a “LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS” e “LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS” se tratam de dois segmentos de uma única DIT. Nesse sentido, destaca-se o parágrafo 72 da Nota Técnica nº 0032/2015 – SRD/ANEEL, de 02/06/2015, in verbis:

Quando uma distribuidora acessa o sistema de

		<p>outrem, ela é responsável por chegar até o ponto de conexão. Mantendo-se esse princípio, uma vez definidos os novos responsáveis pelas subestações de propriedade das transmissoras, as linhas seriam transferidas de modo que a distribuidora acessante ficasse responsável pelas instalações até o ponto de conexão.</p> <p>Em alguns casos, não é possível manter esse princípio, de modo que a lista preliminar de transferências contém exceções. As exceções, para casos onde isto não é possível, não se aplicando no caso em tela, onde o requerido eletricamente e regulatoriamente possível.</p> <p>Diante exposto, aplicando-se o apresentado na NT 0032/2015, Anexo II - Minuta de Resolução Normativa, Inciso I do Art. 2º, os ativos listados no Anexo III – NT 0032/2015 devem ser incorporados pelo DEMEI, INCLUINDO a LT 69 kV SANTO ANGELO2 /SANTO ANGELO C-1 RS, classificada como LD e não somente um trecho dessa linha. Entende-se que o pleito em questão é eletricamente e regulatoriamente possível. Cita-se, ainda, o parágrafo 73 da referida NT. 0032/2015, que estabelece que algumas distribuidoras passariam a ser responsáveis por linhas que cruzam área de concessão de terceiros, sendo uma situação bastante comum, para conectar-se ao sistema de transmissão para atendimento ao seu mercado próprio.</p>		
299.	DEMEI	<p>Solicita-se a incorporação da LT 69 kV Ijuí 1- Ijuí 2 que pertence à RGE.</p> <p>Justificativa</p> <p>A LT 69 kV Ijuí 1- Ijuí 2 conecta duas subestações de transmissão (Se Ijuí-1 e Se Ijuí-2). Tal condição é conflitante sobre os preceitos da legislação atual. Nesse sentido, a proposta em questão vem ao encontro do “objetivo da regulamentação que é atribuir à distribuidora a responsabilidade por planejar, operar e manter todas as instalações que compõem o sistema de distribuição, para que ela fique inteiramente responsável pelos ativos que interligam o sistema de transmissão ao usuário final”, conforme argumentações da SRD no Formulário de Análise de Impacto Regulatório (Anexo I da</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

		NT 032/2015).		
300.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. SE-Capão Bonito Módulo Geral.</p> <p>Justificativa</p> <p>Tendo em vista que se trata de uma subestação abaixadora com tensão de entrada de 230 KV para 138 KV, entendemos que a mesma deva ser classificada como SE-RBF. Portanto entendemos que o módulo geral de 138 KV dessa subestação não deve ser transferido à ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
301.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. Subestações da Rede Básica de Fronteira Módulo de Conexão de 138 KV do Banco de Capacitor e o Banco de Capacitor de 138 KV. Exemplo: SE-Cerquilha 3.</p> <p>Justificativa</p> <p>Nas subestações classificadas como SE-RBF, solicitamos que os módulos de conexão dos bancos de capacitores e os respectivos bancos de capacitores não sejam transferidos para a ELEKTRO. Isso evitará despesas operacionais e de manutenção tendo em vista que a ELEKTRO não precisará se deslocar até uma SE-RBF apenas para operar um banco de capacitor, tendo em vista que os demais bays irão continuar de propriedade da respectiva transmissora.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
302.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. SE-Mogi-Mirim 3</p> <p>a) TR5 138/13,8 KV- 5 MVA;</p> <p>b) MC 138 kV TR 138/13,8 kV MOGI MIRIM 3 TR5 SP;</p> <p>c) MC 13,8 kV TR 138/13,8 kV MOGI MIRIM 3 TR5 SP.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

		<p>Justificativa</p> <p>A subestação pertencente a Rede Básica. Esse transformador abaixador e os seus respectivos módulos de conexão de 138 KV e de 13,8 KV tem a função exclusiva de alimentador o serviço auxiliar dessa subestação, conforme exigências dos Procedimentos de Rede. Dessa forma o mesmo não tem função de distribuição de energia elétrica aos consumidores da ELEKTRO.</p>		
303.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. SE-Mogi-Mirim 3</p> <p>a) MC 138 kV BC 138 kV 100 Mvar MOGI MIRIM 3 BC1 SP;</p> <p>b) BC 138 kV 100 Mvar MOGI MIRIM 3 BC1 SP.</p> <p>Justificativa</p> <p>A subestação pertencente a Rede Básica. Os bays de EL de 138 KV se enquadram na alínea b do inciso III do art. 2º, dessa forma os mesmos não serão transferidos para a ELEKTRO. Portanto solicitamos que esses módulos permanecem de propriedade da Transmissora, pois dessa forma se evitaria custos operacionais por parte da ELEKTRO apenas para dar manutenção e operação desse banco de capacitor, o que traria ganhos ao consumidor final.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
304.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. SE-Três Irmãos Módulo de IB 138 kV MG 138 kV TRES IRMAOS MG2 SP IB1.</p> <p>Justificativa</p> <p>A subestação se enquadra na alínea b, do inciso III do art. 2º. Dessa forma entendemos que o módulo de interligação de barras de 138 KV não deve ser transferido à ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
305.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. LT –</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de

		<p>138 kV Flórida Paulista - Valparaíso</p> <p>a) LT – 138 kV Flórida Paulista – Valparaíso Circuito 1;</p> <p>b) LT – 138 kV Flórida Paulista – Valparaíso Circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT foi seccionada para entrada da UTE UNIVALEM, o circuito 1 seccionado foi proposto para ser transferido para a CPFL Paulista. Assim solicitamos a exclusão dos dois circuitos nos ativos a serem transferidos para a ELEKTRO.</p>		transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
306.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro caso se adote a proposta da NT 0032/201-SRD/ANEEL para as SE RBF. LT-138 KV- Paraibuna- Taubaté</p> <p>a) LT- 138 KV- Paraibuna – Taubate- circuito 1;</p> <p>b) LT- 138 KV- Paraibuna – Taubaté- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa LT atende cargas exclusivas da empresa EDP- Bandeirantes e possui a sua maior extensão fora da área de concessão da ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
307.	ELEKTRO	<p>Ativo a ser excluído da lista de transferência para a Elektro SE-Santo Angelo</p> <p>a) Módulo de Conexão de 138 KV do TR6;</p> <p>b) Transformador TR6- 138 /13.8 KV;</p> <p>c) Módulo de Conexão de 13,8 KV do TR6.</p> <p>Justificativa</p> <p>A subestação SE-SANTO ANGELO não está na área de concessão da ELEKTRO. Além disso, relação de ativos que está sendo transferida para a ELEKTRO tem a função de alimentar todo o serviço auxiliar da subestação, a qual pertencente à Rede Básica, portanto não tendo função de distribuição de energia elétrica.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
308.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT-138KV- Dracena- Flórida Paulista</p> <p>a) LT-138 KV- Dracena- UTE Rio Vermelho;</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os

		<p>b) LT-138 KV- Rio Vermelho- Flórida Paulista.</p> <p>Justificativa</p> <p>A LT-138 KV- Dracena- Flórida Paulista-circuito 2 foi seccionada para permitir a conexão da UTE- Rio Vermelho. Dessa forma foi construída a SE-138 KV-Seccionamento Rio Vermelho para permitir a conexão dessa UTE. Portanto a LT-Dracena- Flórida Paulista foi seccionada e se transformou em LT-138 KV-Dracena- Rio Vermelho, e LT- 138 KV- Rio Vermelho- Flórida Paulista.</p>		<p>agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
309.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138KV- Araras- São Carlos</p> <p>a) LT- 138KV- Araras- São Carlos- circuito 1; b) LT- 138KV- Araras- São Carlos- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (Tigre, Multibrás, Owins Corns, SE-Rio Claro 2, SEItirapina 2, Honda) e também que a mesma possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da ELEKTRO.</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
310.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Três Irmãos- Valparaíso LT- 138 KV- Três Irmãos – Valparaíso- circuito único.</p> <p>Justificativa</p> <p>Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (SEAndradina, SE-Mirandópolis.) e também que a mesma possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da ELEKTRO.</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
311.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Três Irmãos- Da Mata LT- 138 KV- Três Irmãos- Da Mata- circuito único.</p> <p>Justificativa</p> <p>Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de</p>

		às cargas da ELEKTRO (SEAndradina, SE-Mirandópolis.) e também que a mesma possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da ELEKTRO.		transferências.
312.	ELEKTRO	Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Da Mata – Valparaíso. Justificativa Essa LT está construída no mesmo conjunto de estruturas metálicas da LT- Três Irmãos-Valparaíso. Dessa forma os serviços de manutenção (inspeção) serão realizados nas duas linhas que compõem todo o conjunto de estruturas metálicas desde a SETrês Irmãos até a SE- Valparaíso.	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
313.	ELEKTRO	Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Três Irmãos- Três Lagoas LT- 138 KV- Três Irmãos- Três Lagoas- Circuito 2. Justificativa O circuito 1 da LT- 138 KV- Três Irmãos- Três Lagoas já está na lista da ANEEL para ser transferido para a ELEKTRO. Está faltando o circuito 2, o qual também está dentro da área de concessão da ELEKTRO e atende cargas da mesma.	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
314.	ELEKTRO	Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Votuporanga- São José do Rio Preto LT- 138KV- Votuporanga- São José do Rio Preto- Circuito único. Justificativa Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (SEVotuporanga 1, SE-Fachini).	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
315.	ELEKTRO	Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Votuporanga- UTE Guarani- Tanabi LT- 138 KV- Votuporanga- UTE-Guarani- Tanabi- circuito simples. Justificativa	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a

		Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (SEVotuporanga 1, SE-Fachini).		lista de transferências.
316.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT-138 KV- UTE- Guarani- Tanabi- São José do Rio Preto LT-138 KV- UTE- Guarani- Tanabi- São José do Rio Preto- circuito simples.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa LT está construída no mesmo conjunto de estruturas metálicas da LT- Votuporanga- UTE- Guarani. Dessa forma os serviços de manutenção (inspeção) serão realizados nas duas linhas que compõem todo o conjunto de estruturas metálicas desde a SE-Votuporanga 2 até a SE- São José do Rio Preto.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
317.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Rio Claro- São Carlos LT- 138 KV- Rio Claro- São Carlos.</p> <p>Justificativa</p> <p>Trata-se de um trecho de linha de transmissão que opera em vazio, pois o jumper fica aberto na torre T-138 KV. Os bays de entrada dessa LT estão localizados na SERIO CLARO 1 localizada na área de concessão da ELEKTRO. Essa LT-138 KV serve como contingência para a LT- São Carlos- Araras.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
318.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT-138 KV- Rio Claro1- Barra Bonita</p> <p>a) LT- 138 KV- Rio Claro 1- Barra Bonita- circuito 1;</p> <p>b) LT- 138 KV- Rio Claro 1- Barra Bonita- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (SECEDASA, SE-DELTA) e também que a mesma possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

		ELEKTRO.		
319.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138KV- Cerquilho 3- Itapetininga 2</p> <p>a) LT- 138 KV- Cerquilho 3- Itapetininga 2- circuito 1;</p> <p>b) LT- 138 KV- Cerquilho 3- Itapetininga 2- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa LT possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da ELEKTRO, assim como também as subestações e clientes (SE- Tatui 2, SE- Tatui 3, SE- Ferro Ligas, SEAlpagartas, SE-Guardian, SE- Cesário Lange).</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
320.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Bertioga 2- São Sebastião</p> <p>a) LT- 138 KV- Bertioga 2- São Sebastião- Circuito 1;</p> <p>b) LT- 138 KV- Bertioga 2- São Sebastião- Circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Solicitamos a transferência dessa LT para a ELEKTRO tendo em vista que a mesma atende às cargas da ELEKTRO (Bertioga-3, Bertioga-4, Guaratuba).</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
321.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT- 138 KV- Caraguatatuba- Ubatuba 1</p> <p>a) LT- 138 KV- Caraguatatuba- Ubatuba 1- circuito 1;</p> <p>b) LT- 138 KV- Caraguatatuba- Ubatuba 1- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa LT possui a sua maior extensão dentro da área de concessão da ELEKTRO. A subestação SE-Massaguaçu (Bandeirantes) está localizado no início dessa LT, e todo o restante dessa LT é para alimentar as subestações SE-Ubatuba 2 e SE-Ubatuba 1 de propriedade da ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

322.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT 138 kV Atibaia II - Bragança Paulista</p> <p>a) LT 138 kV Atibaia II – Bragança Paulista C1; b) LT 138 kV Atibaia II – Bragança Paulista C1.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT está localizada parcialmente na área de concessão da ELEKTRO e a ANEEL propôs sua transferência para a EEB. Toda carga ligada no trecho é da concessão ELEKTRO, portanto esta última deve ficar o a LT.</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
323.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT 88 KV Tatuí Itapetininga II LT 88 KV Tatuí - Itapetininga II circuito único</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT está localizada parcialmente na área de concessão da ELEKTRO e a ANEEL propôs sua transferência para a CPFL Sul Paulista. A única carga ligada no trecho é da concessão ELEKTRO, portanto esta última deve ficar o a LT.</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
324.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT 88 KV Tatuí Cerquilho LT 88 KV Tatuí – Cerquilho circuito único.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT está localizada na área de concessão da ELEKTRO e não consta na planilha anexa da NT 0032-2015 da ANEEL. Como a SE Cerquilho está sendo transferida para a ELEKTRO, o mesmo deve ocorrer com a LT que só atende cargas da ELEKTRO (Tatuí 1).</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>
325.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem incluídas na lista de transferência para a Elektro. LT 88 kV Mairiporã Jaguari</p> <p>a) LT 88 kV Mairiporã –Jaguari C1; b) LT 88 kV Mairiporã –Jaguari C2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT está localizada parcialmente na área de concessão da ELEKTRO e a ANEEL propôs sua</p>	Não aceito	<p>Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.</p>

		transferência para a BANDEIRANTE. As cargas ligadas no trecho são em parte da concessão ELEKTRO e parte da BANDEIRANTE.		
326.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem excluídas da lista de transferência para a Elektro LT- 138 KV- Paraibuna- Taubaté</p> <p>a) LT- 138 KV- Paraibuna – Taubate- circuito 1; b) LT- 138 KV- Paraibuna – Taubaté- circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Essa LT atende cargas exclusivas da empresa EDP- Bandeirantes e possui a sua maior extensão fora da área de concessão da ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
327.	ELEKTRO	<p>Linhas de transmissão a serem excluídas da lista de transferência para a Elektro LT – 138 kV Flórida Paulista - Valparaíso</p> <p>a) LT – 138 kV Flórida Paulista – Valparaíso Circuito 1; b) LT – 138 kV Flórida Paulista – Valparaíso Circuito 2.</p> <p>Justificativa</p> <p>Esta LT foi seccionada para entrada da UTE UNIVALEM, o circuito 1 seccionado foi proposto para ser transferido para a CPFL Paulista. Assim solicitamos a exclusão dos dois circuitos nos ativos a serem transferidos para a ELEKTRO.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
328.	ELEKTRO	<p>LT-138 kV Cocal 2 /Capivara.</p> <p>Justificativa</p> <p>A LT-138 kV Cocal 2 /Capivara está sendo transferida para a ELEKTRO assim como também a LT- 138 KV- Presidente Prudente Cocal 2, mas a linha LT- 138 KV- Presidente Prudente/Capivara está sendo transferida para a CAIUA. Informamos que praticamente todas essas três linhas possuem uma grande extensão ocupando um mesmo conjunto de estruturas metálicas em circuito duplo, pois a configuração original da LT era circuito duplo entre as subestações de Presidente Prudente e Capivara e um dos circuitos foi seccionado para a entrada</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

		da SE- COCAL 2 a qual conecta a termoelétrica UTE- COCAL. Dessa forma como a inspeção é área a mesma irá ocorrer simultaneamente em todas as LTs mencionadas acima, portanto em termos de ganho de escala e uma única empresa responsável solicitamos a transferência para a ELEKTRO.		
329.	ELEKTRO	<p>Sugerimos a transferência das seguintes LTs para a ELEKTRO, as quais estão sendo transferidas para a CPFL LT- 138 KV- FERRARI- LIMOEIRO, LT-138 KV- SÃO LUIZ LIMOEIRO.</p> <p>Justificativa</p> <p>A linha original era LT-138 KV- Porto Ferreira- Limoeiro- Circuito 1 e Circuito 2. Portanto esses dois circuitos foram construídos utilizando-se um mesmo conjunto de estruturas metálicas. Os circuitos dessa linha foram seccionados para a conexão com as seguintes subestações: SE- 138 KV- Ferrari- Conexão da UTE- Ferrari e SE- 138 KV- Abengoa São Luiz- Conexão da UTE- Abengoa São Luiz. Com a atual transferência proposta pela ANEEL conforme nota técnica N° 0032/2015 de 02 de junho de 2015, o trecho compreendido entre SE- Limoeiro até a SE-Ferrari e entre SE-Limoeiro até SE- São Luiz (Abengoa) está sendo transferido para a CPFL- Mococa. Já o trecho compreendido entre SE-Porto Ferreira até a SE-Ferrari e entre SE-Porto Ferreira até SE-São Luiz (Abengoa) está sendo transferido para a ELEKTRO. Solicitamos dessa forma que o trecho citado acima que está sendo transferido para a CPFL Mococa seja transferido para a ELEKTRO, tendo em vista que a inspeção aérea é feita simultaneamente em ambos circuitos que compõe o mesmo conjunto de estrutura metálicas, assim como também irá se evitar que os atuais bays de entrada de linha da SE-FERRARI e da SE- SÃO LUIZ fiquem com duas empresas distintas (ELEKTRO e CPFL), lembrando que os módulos gerais dessas subestações já são de propriedade da ELEKTRO. Essa transferência irá representar ganho de escala e ganho para o consumidor final.</p>	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.

330.	Light	<p>No Anexo da NT 32/15 e da minuta de resolução proposta, são apresentados os módulos a serem transferidos para as distribuidoras. Nesse particular, e considerando os critérios constantes no artigo 2º da minuta de resolução, a Light informa que devem ser retiradas da referida Tabela as seguintes DITs:</p> <table border="1" data-bbox="342 541 927 751"> <thead> <tr> <th>Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA</th> <th>Tipo</th> <th>Situação</th> <th>Atual Proprietário</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ADRIANOPOLIS</td> <td>SE RBF</td> <td>Em operação</td> <td>FURNAS</td> </tr> <tr> <td>GRAJAU</td> <td>SE RBF</td> <td>Reforços Autorizados</td> <td>FURNAS</td> </tr> <tr> <td>JACAREPAGUA</td> <td>SE RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> <td>FURNAS</td> </tr> <tr> <td>NILO PECANHA</td> <td>SE RBF</td> <td>Em operação</td> <td>Light Energia</td> </tr> <tr> <td>NOVA IGUACU</td> <td>SE RBF</td> <td>Reforços Autorizados</td> <td>LTTE</td> </tr> <tr> <td>SAO JOSE</td> <td>SE RBF</td> <td>Em operação e reforços autorizados</td> <td>FURNAS</td> </tr> <tr> <td>ZONA OESTE</td> <td>SE RBF</td> <td>Reforços Autorizados</td> <td>FURNAS</td> </tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>Em relação as SE RBF, a exclusão desses itens na tabela é necessária, tendo em vista que, o maior nível de tensão dos equipamentos (transformadores e barramentos) dessas subestações é igual ou superior a 230 kV, sendo exceção à regra ora proposta no inciso III do artigo 2º da minuta.</p>	Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário	ADRIANOPOLIS	SE RBF	Em operação	FURNAS	GRAJAU	SE RBF	Reforços Autorizados	FURNAS	JACAREPAGUA	SE RBF	Em operação e reforços autorizados	FURNAS	NILO PECANHA	SE RBF	Em operação	Light Energia	NOVA IGUACU	SE RBF	Reforços Autorizados	LTTE	SAO JOSE	SE RBF	Em operação e reforços autorizados	FURNAS	ZONA OESTE	SE RBF	Reforços Autorizados	FURNAS	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário																																	
ADRIANOPOLIS	SE RBF	Em operação	FURNAS																																	
GRAJAU	SE RBF	Reforços Autorizados	FURNAS																																	
JACAREPAGUA	SE RBF	Em operação e reforços autorizados	FURNAS																																	
NILO PECANHA	SE RBF	Em operação	Light Energia																																	
NOVA IGUACU	SE RBF	Reforços Autorizados	LTTE																																	
SAO JOSE	SE RBF	Em operação e reforços autorizados	FURNAS																																	
ZONA OESTE	SE RBF	Reforços Autorizados	FURNAS																																	
331.	Light	<p>As SEs DIT FONTES NOVA e SANTA CRUZ devem ser excluídas da tabela.</p> <table border="1" data-bbox="342 1163 927 1268"> <thead> <tr> <th>Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA</th> <th>Tipo</th> <th>Situação</th> <th>Atual Proprietário</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FONTES NOVA</td> <td>SE DIT</td> <td>Em operação</td> <td>Light Energia</td> </tr> <tr> <td>SANTA CRUZ</td> <td>SE DIT</td> <td>Em operação</td> <td>FURNAS</td> </tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>No §45 da NT 32/2015 a SRD/ANEEL faz menção ao artigo 4º da REN nº 67/2004 que apresenta, em seus incisos I, II e III, as instalações que não integram a Rede Básica e que são classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT. Já no §46 da referida nota técnica, foi esclarecido que os incisos I e II do artigo 4ª da REN nº 67/2004 não fazem parte do escopo da AP 041/15, por não serem de interesse sistêmico para a distribuição. Considerando estas afirmações, a LIGHT esclarece que as SEs DIT FONTES NOVA e SANTA CRUZ devem ser excluídas da tabela, pois são subestações de uso exclusivo de Centrais Geradoras, estando enquadradas no inciso I do artigo 4º da REN nº 67/2004, que não é alvo da transferência ora proposta.</p>	Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário	FONTES NOVA	SE DIT	Em operação	Light Energia	SANTA CRUZ	SE DIT	Em operação	FURNAS	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.																				
Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário																																	
FONTES NOVA	SE DIT	Em operação	Light Energia																																	
SANTA CRUZ	SE DIT	Em operação	FURNAS																																	

332.	Light	<p>A Light informa que estariam incluídas em uma possível incorporação as linhas de distribuição apresentadas abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="342 405 925 766"> <thead> <tr> <th>Item</th> <th>Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA</th> <th>Tipo</th> <th>Situação</th> <th>Atual Proprietário</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>LT 138 kV ADRIANOPOLIS /CEPEL RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>2</td><td>LT 138 kV ANGRA FUR /SANTA CRUZ RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>3</td><td>LT 138 kV C. PAULISTA /VOLTA REDONDA SP/RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>4</td><td>LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>5</td><td>LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>6</td><td>LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>7</td><td>LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES RJ</td><td>LD</td><td>Reforços Autorizados</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>8</td><td>LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUST. RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>9</td><td>LT 138 kV JACUACANGA /BRISAMAR RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>10</td><td>LT 138 kV MURIQUI /BRISAMAR RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>11</td><td>LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>12</td><td>LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>13</td><td>LT 138 kV SANTA CRUZ /JACAREPAGUA RJ</td><td>LD</td><td>Reforços Autorizados</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>14</td><td>LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> <tr><td>15</td><td>LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. RJ</td><td>LD</td><td>Em operação</td><td>FURNAS</td></tr> </tbody> </table> <p>Justificativa</p> <p>Na minuta de resolução não ficou claro que as DITs enquadradas nos incisos I e II do artigo 4º da REN nº 67/2004 não fazem parte do escopo proposto na AP. Desta forma, a LIGHT propõe que seja incluído um novo parágrafo no artigo 2º da minuta de resolução de modo a assegurar a exclusão, para fins de transferência, das DIT enquadradas nos incisos I e II do §45 da NT 32/2015. Tendo em vista as considerações apresentadas a Light informa que estariam incluídas em uma possível incorporação por esta distribuidora somente as linhas de distribuição apresentadas.</p>	Item	Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário	1	LT 138 kV ADRIANOPOLIS /CEPEL RJ	LD	Em operação	FURNAS	2	LT 138 kV ANGRA FUR /SANTA CRUZ RJ	LD	Em operação	FURNAS	3	LT 138 kV C. PAULISTA /VOLTA REDONDA SP/RJ	LD	Em operação	FURNAS	4	LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO RJ	LD	Em operação	FURNAS	5	LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS RJ	LD	Em operação	FURNAS	6	LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO RJ	LD	Em operação	FURNAS	7	LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES RJ	LD	Reforços Autorizados	FURNAS	8	LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUST. RJ	LD	Em operação	FURNAS	9	LT 138 kV JACUACANGA /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS	10	LT 138 kV MURIQUI /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS	11	LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO RJ	LD	Em operação	FURNAS	12	LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS	13	LT 138 kV SANTA CRUZ /JACAREPAGUA RJ	LD	Reforços Autorizados	FURNAS	14	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES RJ	LD	Em operação	FURNAS	15	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. RJ	LD	Em operação	FURNAS	Não aceito	Considerando a reabertura de AP com a proposta de transferir apenas as DIT Exclusivas, os agentes devem avaliar novamente a lista de transferências.
Item	Instalações a serem incorporadas pela LIGHT SESA	Tipo	Situação	Atual Proprietário																																																																																
1	LT 138 kV ADRIANOPOLIS /CEPEL RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
2	LT 138 kV ANGRA FUR /SANTA CRUZ RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
3	LT 138 kV C. PAULISTA /VOLTA REDONDA SP/RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
4	LT 138 kV JACAREPAGUA /ARI FRANCO RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
5	LT 138 kV JACAREPAGUA /COSMOS RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
6	LT 138 kV JACAREPAGUA /MATO ALTO RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
7	LT 138 kV JACAREPAGUA /PALMARES RJ	LD	Reforços Autorizados	FURNAS																																																																																
8	LT 138 kV JACAREPAGUA /ZONA INDUST. RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
9	LT 138 kV JACUACANGA /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
10	LT 138 kV MURIQUI /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
11	LT 138 kV PALMARES /MATO ALTO RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
12	LT 138 kV SANTA CRUZ /BRISAMAR RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
13	LT 138 kV SANTA CRUZ /JACAREPAGUA RJ	LD	Reforços Autorizados	FURNAS																																																																																
14	LT 138 kV SANTA CRUZ /PALMARES RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																
15	LT 138 kV SANTA CRUZ /ZONA INDUST. RJ	LD	Em operação	FURNAS																																																																																