



**SUPERINTENDÊNCIA DE
REGULAÇÃO ECONÔMICA**

**Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL
Brasília, 26 de outubro de 2011**

**METODOLOGIA E CRITÉRIOS
PARA APURAÇÃO DE OUTRAS
RECEITAS**

.....
**TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

AP 040/2010FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Regulação Econômica – SRE
SGAN 603 / Módulo “J” – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8814
Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

I. DO OBJETIVO	1
II. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
II.1 RESUMO DA PROPOSTA SUBMETIDA À 1ª ETAPA DA AP 040/2010.....	2
II.1.1 Principais contribuições jurídicas.....	3
II.1.2 Principais contribuições técnicas.....	3
II.2 RESUMO DA PROPOSTA SUBMETIDA À 2ª ETAPA DA AP 040/2010.....	4
II.2.1 Principais contribuições jurídicas.....	6
II.2.2 Principais contribuições técnicas.....	6
III. PROPOSTA CONSOLIDADA PARA TRATAMENTO REGULATÓRIO DE OUTRAS RECEITAS	7
III.1 RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
III.1.1 Ultrapassagem de Demanda e Excedente de reativos.....	10
III.1.2 Serviços cobráveis.....	16
III.1.3 Encargos de Conexão.....	17
III.2 RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO: ATIVIDADES COMPLEMENTARES.....	18
III.2.1 Compartilhamento de Infraestrutura.....	18
III.2.2 Sistemas de Comunicação.....	18
III.3 RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO: OUTRAS ATIVIDADES EMPRESARIAIS.....	19
III.3.1 Serviços de Consultoria.....	19
III.3.2 Serviços de Operação e Manutenção.....	20
III.3.3 Serviços de Comunicação.....	20
III.3.4 Serviços de Engenharia.....	20
III.3.5 Arrecadação de Convênios.....	20
IV. DO FUNDAMENTO LEGAL	21
V. DA CONCLUSÃO	21
VI. DA RECOMENDAÇÃO	22

Em 26 de outubro de 2011.

Processo nº: 48500.007101/2009-43

Assunto: Metodologia de Outras Receitas para aplicação no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 3CRTP.

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a metodologia para definição do tratamento regulatório de outras receitas a ser aplicada no 3CRTP, consolidada após avaliação das contribuições recebidas nas 1ª e 2ª etapas da Audiência Pública n. 040/2010.

II. CONTEXTUALIZAÇÃO

2. No segundo ciclo de revisões tarifárias foram consideradas como Outras Receitas as receitas provenientes do compartilhamento de infra-estrutura e serviços cobráveis, conforme consta da Resolução nº 234, de 31 de outubro de 2006.

3. A Nota Técnica nº 266/2010-SRE/ANEEL, de 25 de agosto de 2010, estabeleceu a metodologia e parâmetros para o compartilhamento de Outras Receitas no 3º ciclo de revisões tarifárias (3CRTP). Entre outros critérios, ampliou-se a relação de atividades sob análise e foram definidos os percentuais a serem destinados à modicidade tarifária.

4. De 10 de setembro de 2010 a 10 de janeiro de 2011, foi realizada a Audiência Pública nº 040/2010, com sessão presencial realizada no dia 16 de dezembro de 2010, com o objetivo de colher subsídios da sociedade acerca da metodologia proposta para o 3CRTP, entre elas a de reversão das outras receitas para a modicidade tarifária.

5. A Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, de 13 de abril de 2011, apresentou os aprimoramentos da proposta de metodologia de outras receitas, com a incorporação de contribuições recebidas na segunda etapa da AP 040/2010, ocorrida de 27 de abril a 27 de maio de 2011.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

6. O presente documento apresenta os aperfeiçoamentos na metodologia de Outras Receitas após esse período de discussão pública, bem como a análise das contribuições recebidas ao longo da Audiência.

II.1 RESUMO DA PROPOSTA SUBMETIDA À 1ª ETAPA DA AP 040/2010

7. O 2CRTP estabeleceu a reversão, em favor da modicidade tarifária, das receitas decorrentes de compartilhamento de infraestrutura e de serviços cobráveis. A proposta para reversão das outras receitas no 3CRTP foi ampliada, de forma que receitas obtidas pela concessionária, e não computadas no cálculo tarifário, passaram a ter tratamento específico. Tais receitas seriam classificadas conforme sua natureza:

- (i) Atividades complementares: preço/receita regulados ou preço/receita livremente negociados;
- (ii) Atividades atípicas.

8. A sistemática de apuração foi definida com uma avaliação “*ex-ante*”, em que seriam definidos os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das atividades, além de seu compartilhamento entre a concessionária e os usuários do serviço público de energia elétrica, visando contribuir para a modicidade tarifária.

9. Para apuração da receita presumida, seriam, então, considerados os custos de prestação do serviço já cobertos pela receita do serviço regulado e, ainda, a sua parcela de ganhos (lucros), de forma que o compartilhamento seria calculado conforme a natureza da atividade. O valor considerado na revisão corresponderia à média anual dos valores arrecadados no último ciclo tarifário, atualizados pelo IGP-M à data da revisão.

10. Finalmente, a soma das receitas presumidas de todas as atividades realizadas, complementares ou atípicas, denominada Receita de Outras Atividades – ROA, seria deduzida do valor da Parcela B calculado no momento da revisão. A Tabela 1, a seguir, sintetiza a proposta colocada em Audiência Pública:

Tabela 1: Proposta submetida à 1ª etapa da Audiência Pública nº 040/2010

Natureza	Classificação	Descrição	Despesa	Lucro	% da Receita Revertida
Atividades Complementares	(Preço/receita regulados) Captura 100% do lucro	Ultrapassagem de demanda	--	100%	100%
		Excedente de reativo	--	100%	100%
		Reserva de capacidade	--	100%	100%
	(Preço/receita livremente negociados) Captura a despesa e 50% do lucro	Compartilhamento de infraestrutura	80%	20%	90%
		Encargos de conexão	80%	20%	90%
		Sistemas de comunicação (PLC)	20%	80%	60%
Atividades Atípicas	Captura 50% do lucro	Serviços de consultoria	40%	60%	30%
		Serviços de O&M	80%	20%	10%

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

Fl. 3 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Natureza	Classificação	Descrição	Despesa	Lucro	% da Receita Revertida
		Serviços de comunicação	20%	80%	40%
		Serviços de engenharia	80%	20%	10%
		Publicidade	--	100%	50%
		Convênios	--	100%	50%
		Outros serviços	80%	20%	10%

11. Ressalte-se que não constam no quadro as receitas arrecadadas com serviços cobráveis, apesar de se enquadrarem como atividades complementares. Isso porque o tratamento regulatório e a forma de reversão desses serviços, para fins de modicidade tarifária, foram realizados na própria Empresa de Referência e, por essa razão, não são alvo de tratamento específico.

12. As contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública podem ser segregadas em dois grupos, jurídicas e técnicas, que estão resumidas a seguir.

II.1.1 Principais contribuições jurídicas

13. As principais contribuições jurídicas a respeito das atividades complementares e atípicas foram:

Atividades complementares com preço/receita regulados:

- Tais atividades não se enquadram no conceito de outras atividades empresariais, em função de serem inerentes ao serviço de distribuição;
- As receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos são excluídas das receitas anuais quando dos reajustes tarifários, segundo Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima dos contratos de concessão;
- A Cláusula Primeira dos Contratos de Concessão, que dispõe sobre outras atividades empresariais, estabelece o compartilhamento dos ganhos auferidos, portanto, a reversão de 100% das receitas, conforme proposto na AP 040/2010, fere a cláusula contratual;

Atividades complementares e atípicas:

- As mencionadas receitas compunham o equilíbrio econômico-financeiro inicial dos contratos e capturá-las implicaria a quebra desse equilíbrio.

II.1.2 Principais contribuições técnicas

14. As principais contribuições técnicas a respeito das atividades complementares e atípicas foram:

Fl. 4 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Atividades complementares com preço/receita regulados:

- Existem despesas associadas a essas atividades e, portanto, não podem ser iguais a 0%, conforme consta da proposta submetida à Audiência Pública;
- As alterações recentes no cálculo da ultrapassagem de demanda e excedente de reativo comprometem a utilização de dados históricos para definição das receitas que serão revertidas à modicidade tarifária.

Atividades complementares com preço/receita livremente negociados:

- O percentual de 90% atribuído ao compartilhamento de infraestrutura é muito elevado e não gera incentivos à realização de tais atividades;
- Recentes mudanças na regulamentação setorial e procedimentos de distribuição reduziram os montantes de receitas auferidas com encargos de conexão e, sendo assim, a utilização de dados históricos poderá sobreestimar esses valores;

Atividades atípicas:

- Alteração dos percentuais de despesas associadas às atividades, que foram subestimadas na proposta da AP.

15. A seguir serão apresentados os aprimoramentos da proposta inicial após a fase de contribuições da AP 040/2010.

II.2 RESUMO DA PROPOSTA SUBMETIDA À 2ª ETAPA DA AP 040/2010

16. Na 2ª etapa da AP 040/2010, foram mantidas as definições apresentadas na etapa anterior, com a melhor distinção e classificação das receitas relacionadas ao serviço regulado. Tais receitas decorrem da própria prestação da distribuição de energia elétrica e não representam despesas adicionais, tendo em vista a tarifa de energia elétrica já cobrir todos os custos associados. Sendo assim, a classificação adotada na 2ª etapa da audiência pública foi:

- (i) Receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica;
- (ii) Atividades complementares; e
- (iii) Outras atividades empresariais.

17. A sistemática de apuração foi definida com uma avaliação “*ex-ante*”, em que seriam definidos os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das atividades, além de seu compartilhamento entre a concessionária e os usuários do serviço público de energia elétrica, visando contribuir para a modicidade tarifária. A diferença reside no período de apuração, ao invés da média do último ciclo, os valores a serem utilizados na revisão corresponderiam à soma dos valores arrecadados nos **12 (doze) meses anteriores à data de revisão tarifária**.

18. A Tabela 2, a seguir, sintetiza a proposta colocada em Audiência Pública:

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

Fl. 5 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Tabela 2: Proposta submetida à 2ª etapa da Audiência Pública nº 040/2010

Natureza	Classificação	Descrição	Despesa	Lucro	% da Receita Revertida
Receitas inerentes ao serviço de distribuição (Cláusula 7ª dos Contratos de Concessão)		Ultrapassagem de demanda	--	100%	70%-100%
		Excedente de reativo	--	100%	70%-100%
		Reserva de capacidade	--	100%	100%
		Serviços Cobráveis	--	100%	100%
		Encargos de Conexão	--	100%	100%
Atividades complementares (Cláusula 1ª)	Captura a despesa e 50% do lucro	Compartilhamento de infraestrutura	80%	20%	90%
		Sistemas de comunicação (PLC)	20%	80%	60%
Outras atividades empresariais (Cláusula 1ª)	Captura 50% do lucro	Serviços de consultoria	40%	60%	30%
		Serviços de O&M	80%	20%	10%
		Serviços de comunicação	20%	80%	40%
		Serviços de engenharia	80%	20%	10%
		Publicidade	20%	80%	40%
		Convênios	20%	80%	40%
		Outros	---	---	50%

19. A principal mudança foi a gradação na reversão das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. Sinteticamente, o compartilhamento dessas receitas com os consumidores finais da concessionária será gradual, em função da relação entre a receita nos 12 meses anteriores à revisão e a Parcela B associada ao mercado de AT e MT, calculada conforme a equação a seguir:

$$\text{Compartilhamento} = \begin{cases} 70\% , \text{ se } U \leq 10\% ; \\ 1,5 \times U + 55\% , \text{ se } 10\% < U \leq 30\% ; (1); \\ 100\% , \text{ se } U > 30\% . \end{cases}$$

Considerando que:

$$U = \frac{\sum_{i=1}^{12} R_i}{VPB \times (\pi_{AT} + \pi_{MT})} \quad (2)$$

onde:

R_i é a soma das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos arrecadadas em cada um dos 12 meses anteriores à revisão tarifária;

VPB é o valor da Parcela B resultante do último reajuste tarifário;

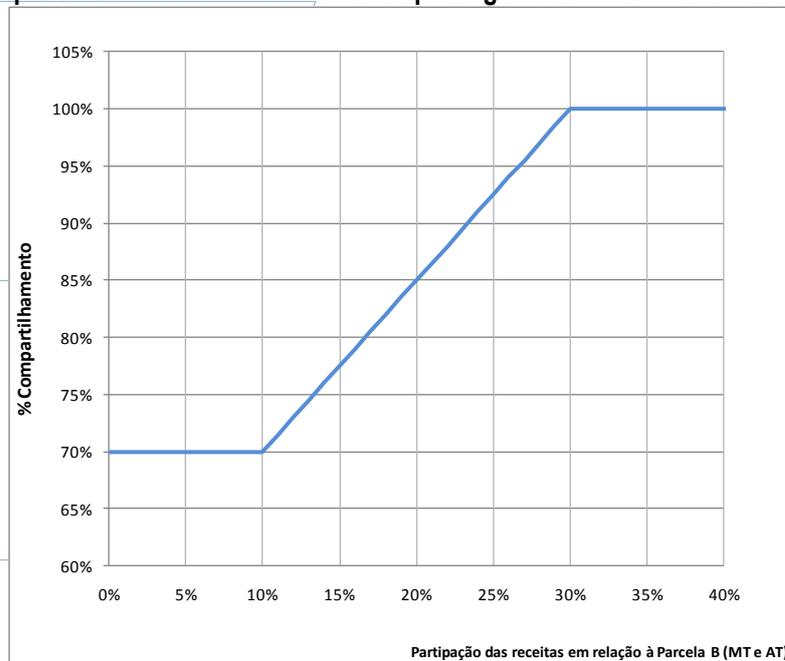
π é a participação dos níveis de tensão AT e MT na Parcela B.

20. A Figura 1, a seguir, apresenta a função definida para o compartilhamento das receitas inerentes ao serviço regulado, conforme as equações (1) e (2):

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

Fl. 6 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Figura 1: Compartilhamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos



21. Outra modificação foi a incorporação das receitas com serviços cobráveis às receitas inerentes ao serviço, não mais na Empresa de Referência.

22. Mantendo-se a segregação estabelecida na 1ª etapa, as contribuições trazidas no âmbito da 2ª etapa da Audiência Pública podem ser segregadas em dois grupos, jurídicas e técnicas, que estão resumidas a seguir.

II.2.1 Principais contribuições jurídicas

23. As principais contribuições jurídicas foram:

- As receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos são excluídas das receitas anuais quando dos reajustes tarifários, segundo Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima dos contratos de concessão;
- As mencionadas receitas compunham o equilíbrio econômico-financeiro inicial dos contratos e capturá-las implicaria a quebra desse equilíbrio;
- A Cláusula Primeira dos Contratos de Concessão, que dispõe sobre outras atividades empresariais, estabelece o compartilhamento dos ganhos auferidos, portanto, a reversão de 100% das receitas, conforme proposto na AP 040/2010, fere a cláusula contratual.

II.2.2 Principais contribuições técnicas

24. As principais contribuições técnicas foram:

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

Fl. 7 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

- As alterações recentes no cálculo da ultrapassagem de demanda e excedente de reativos comprometem a utilização de dados históricos;
- Discussão em audiência pública específica sobre as receitas, de modo que sua forma de arrecadação e reversão se dará apenas no próximo ciclo tarifário;
- Incentivo à apropriação da ultrapassagem de demanda e excedente de reativos está em 15% da participação dessas na parcela B de MT e AT;
- A REN nº 399/2010 impôs penalidades às distribuidoras na contratação de sua demanda, por ponto de conexão;
- Reserva de capacidade é emergencial e não previsível;
- O percentual de 90% atribuído ao compartilhamento de infraestrutura é muito elevado e não gera incentivos à realização de tais atividades;
- A REN nº 414/2010 proibiu a cobrança de publicidade na fatura;
- Alteração dos percentuais de despesas associadas às atividades, que foram subestimadas na proposta da AP.

25. A seguir serão apresentados os aprimoramentos da proposta após as fases de contribuições da AP 040/2010 e no Anexo I a análise das contribuições recebidas.

III. PROPOSTA CONSOLIDADA PARA TRATAMENTO REGULATÓRIO DE OUTRAS RECEITAS

III.1 ASPECTOS GERAIS

26. Atualmente, os mecanismos que estabelecem as tarifas do serviço de distribuição de energia elétrica são divididos em: (i) reajuste anual; (ii) revisão tarifária periódica ou; (iii) revisão tarifária extraordinária. A revisão tarifária periódica ocorre, em geral, a cada 4 ou 5 anos e obedece ao disposto na Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão, que estabelece as *“revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas”*. (grifos nossos)

27. Em resumo, no momento da revisão periódica é estabelecido o novo reposicionamento tarifário e, em seguida, as tarifas permanecem em vigor durante todo o ciclo inter-revisões, sendo anualmente reajustadas, conforme dispositivos contratuais, até que se inicie o próximo ciclo.

28. Assim, o mecanismo de revisão tarifária periódica busca redefinir, a cada ciclo, o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, observando a **compatibilidade entre receitas e despesas**, respeitando, para estas últimas, os padrões de eficiência definidos pelo órgão regulador, de modo que sejam garantidas condições adequadas para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, ao tempo que se estabelecem incentivos à busca contínua por uma gestão mais eficiente das concessões.

29. Assim, é razoável admitir que, no momento do reposicionamento, não devem ser consideradas apenas as alterações nas estruturas de **custos** ocorridas durante o ciclo, mas também devem

Fl. 8 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

ser avaliadas todas as **receitas** obtidas pela concessionária, pois, caso contrário, não seria garantido o mencionado equilíbrio preconizado na Lei e Contrato de Concessões.

30. Por esse motivo, no 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas (3CRTP), a ANEEL ampliou o conjunto de receitas avaliadas para composição do novo reposicionamento tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Assim, além das receitas obtidas por meio de outras atividades empresariais, conforme prevê a Cláusula Primeira dos Contratos de Concessão, será observado também o conjunto de receitas provenientes do próprio serviço regulado, denominadas **receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica**, entre as quais pode-se citar: ultrapassagem de demanda, excedente de reativos, serviços cobráveis e encargos de conexão. O detalhamento de cada uma dessas receitas e a forma como serão consideradas na revisão tarifária periódica serão apresentados mais adiante.

31. Ainda, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica definem na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira, que *“as concessionárias somente poderão exercer outra atividade empresarial mediante prévia comunicação à ANEEL e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a favorecer a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que será considerada nas revisões (...)”*.

32. Desta forma, para as outras atividades empresariais, que são adicionais ao serviço e não estão diretamente relacionadas à atividade fim da concessão, permanece a distinção definida nas Notas Técnicas nº 266/2010-SRE/ANEEL e nº 092/2011-SRE/ANEEL, a saber: (i) **atividades complementares**, para as quais não é possível segregar claramente suas despesas associadas, pois estas já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada e; (ii) **atividades atípicas**, que são desenvolvidas pela concessionária e às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitem total distinção de contabilização dos custos e resultados.

33. Finalmente, será mantida a utilização da sistemática de apuração, por meio de uma avaliação *“ex-ante”* e o estabelecimento de um valor presumido das outras receitas no momento da revisão tarifária. Assim, a OR (Outras Receitas) corresponderá à soma das receitas presumidas das atividades complementares, atividades atípicas, bem como das receitas inerentes ao próprio serviço de distribuição.

34. No entanto, com o intuito de minimizar distorções decorrentes de alterações no histórico de arrecadação do último ciclo tarifário e incorporar as recentes alterações na regulamentação setorial, os valores a serem utilizados na revisão devem corresponderá soma dos valores arrecadados nos **12 (doze) meses anteriores à data de revisão tarifária**, descontando-se os encargos e tributos correspondentes (receita líquida).

35. Sendo assim, será mantida a proposta para estimação de cada um dos itens que compõem as outras receitas, considerando o seu histórico recente de arrecadação, atualizado pelo IGP-M à data da revisão, e aplicado o percentual correspondente de compartilhamento à modicidade tarifária.

36. Tal regra geral será válida para todos os grupos de outras receitas descritos nesta nota técnica. A exceção ocorrerá para a apuração das receitas de ultrapassagem de demanda, excedente de reativos e serviços cobráveis, que sofreram alterações importantes com a publicação da REN nº 414/2010.

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

Fl. 9 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Até setembro de 2010, mês de sua publicação, a REN nº 456/2000 definia os parâmetros para os cálculos da ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. As fórmulas de cálculo foram modificadas de tal sorte que os valores arrecadados pela distribuidora não são mais compatíveis com os níveis históricos. Também ampliou o rol de serviços cobráveis das empresas.

37. Por isso, excepcionalmente, para o grupo de distribuidoras com data de revisão tarifária até setembro de 2011, o montante anual a ser considerado para as receitas de **ultrapassagem de demanda, excedente de reativos e serviços cobráveis** será calculado a partir da média mensal dos valores arrecadados entre outubro de 2010 e o mês de sua revisão tarifária, multiplicada por 12 (doze) para alcançar uma extrapolação dos dados para um período anual.

III.2 RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

38. Dentre as receitas inerentes ao serviço regulado, estão aquelas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que são associadas, atualmente, aos mercados de média e alta tensão, pelo uso ineficiente do sistema de distribuição. Em relação a essas atividades, a Resolução Normativa nº 414/2010, de 09 de setembro de 2010, estabelece:

“Art. 93. Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem (...)”

“Art. 95. O fator de potência de referência “f_R”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras dos grupos A e B, o valor de 0,92. Parágrafo único. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nos arts. 96 e 97, a serem adicionadas ao faturamento regular.”

39. Quanto às demais receitas inerentes ao serviço regulado: serviços cobráveis e encargos de conexão, tratam-se, essencialmente, de ressarcimento de custos efetivamente incorridos na prestação de atividades associadas ao serviço de distribuição de energia elétrica, mas já cobertos pela tarifa, por exemplo: cobrança na execução de serviços de religamento normal ou de urgência, cobertura de custos para elaboração de projetos que permitam a conexão à rede de distribuição, entre outros. Ressalta-se que as receitas decorrentes dos serviços cobráveis já foram consideradas no 2CRTP, por meio da dedução do valor correspondente na Empresa de Referência.

40. Com relação aos aperfeiçoamentos metodológicos propostos para a reversão de outras receitas no 3CRTP, esclarece a Procuradoria Federal da ANEEL que a decisão do regulador quanto à forma e o momento de considerar essas receitas nas revisões tarifárias é tipicamente discricionária, pois se insere no contexto de evolução do marco regulatório, conforme destacado abaixo:

“[...] entendo mister ressaltar que sempre foi facultado à administração pública considerar nas revisões tarifárias as receitas referentes à tarifa de ultrapassagem e excedente de

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

Fl. 10 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

reativos. Leia-se: facultado. Assim, cabe à ANEEL, por motivos de conveniência técnica, eleger o momento oportuno para tanto, o que faz por meio do presente processo e com base na regulação por incentivos.”

41. Assim, resta claro que as receitas inerentes ao serviço regulado são adicionais ao fornecimento de energia, mas ainda fazem parte da essência da concessão de distribuição de energia elétrica, para as quais as despesas incorridas em sua prestação, com pequenas exceções, já estão contempladas na receita do serviço regulado. Desta forma, em geral, objetiva-se destinar toda a receita auferida (líquida) com as mencionadas atividades à modicidade tarifária. A exceção ocorre para os casos de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, pois, conforme será abordado adiante, além da definição do percentual destinado aos consumidores finais, também se pretende observar a gestão atual da concessionária sobre a sua arrecadação e estimulá-la a reduzir os valores atualmente observados. Ainda para essas atividades, verificou-se a existência de despesas não cobertas pela tarifa e que deverão ser adequadamente tratadas.

42. Novamente, para cada uma das atividades identificadas, o valor a ser considerado no cálculo tarifário corresponderá à arrecadação nos 12 meses anteriores à data da revisão tarifária, excepcionando-se o disposto anteriormente. Ademais, os itens, a seguir, procuram detalhar cada uma das atividades e a forma de apuração das receitas para sua reversão quando da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica:

III.2.1 Ultrapassagem de Demanda e Excedente de reativos

43. A Resolução Normativa 414/2010 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92.

44. Para a ultrapassagem de demanda, a receita arrecadada é calculada conforme a equação estabelecida no artigo 95 da citada Resolução. Já para excedentes de reativos, os artigos 96 e 97 definem as formas de cobrança que será adicionada ao faturamento regular. Embora sejam receitas provenientes de grandezas físicas distintas, verifica-se uma identidade na natureza da cobrança do consumidor final tanto na ultrapassagem de demanda quanto no excedente de reativos, pois estão essencialmente associadas aos mercados de média e alta tensão e, além disso, a arrecadação de ambas as receitas tem por principal objetivo incentivar o uso otimizado da rede e o consumo eficiente da energia.

45. Já para o mercado de baixa tensão, não é possível verificar a mesma correlação entre o pagamento de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos e o mercado. Com o advento da medição eletrônica e o seu uso em larga escala pelas distribuidoras, é possível que essa correlação aumente. No entanto, para fins do 3CRTP, tal hipótese não será considerada haja vista a baixa ocorrência de arrecadação dessas receitas em relação ao mercado BT.

46. Assim, conforme mencionado anteriormente, não é razoável que tais receitas sejam integralmente apropriadas pela concessionária sem que haja qualquer repasse ao consumidor final no

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

Fl. 11 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

momento da revisão tarifária, pois este é responsável pelo pagamento das despesas geradas por estas transgressões e que já são consideradas quando da formação da Parcela B.

47. Ainda, quanto às despesas ocasionadas pela ultrapassagem dos consumidores finais de sua área de concessão, a única exceção ocorre com aquelas decorrentes da ultrapassagem dos montantes contratados nos sistemas de transmissão, pois, nesses casos, as despesas não são suportadas pela receita do serviço regulado.

48. É necessário observar que os Contratos de Concessão prevêm na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima que as receitas oriundas de ultrapassagem ou excedentes de reativos não serão consideradas nas receitas anuais de fornecimento quando dos **reajustes tarifários**. Assim, respeitada a regra contratual, a proposta pretende apenas garantir que as tarifas reguladas, que irão vigorar durante o ciclo, sejam definidas em níveis compatíveis com o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, conforme já mencionado, igualando receitas e despesas. Diferenças na arrecadação destas receitas durante o ciclo **não** serão observados nos processos anuais de reajustes.

49. Além disso, é claramente desejável que a metodologia incentive a redução dessas receitas, já que estas oneram indevidamente o sistema. Nesse ponto, muito importante ressaltar a obrigação da concessionária na orientação de seus consumidores sobre o uso racional de energia elétrica, de modo a reduzir continuamente os valores associados à ultrapassagem de demandas e excedente de reativos.

50. Assim, a proposta de reversão à modicidade tarifária será dividida em duas partes, conforme itens a seguir, e partirá, sempre, dos valores arrecadados nos 12 meses anteriores à revisão tarifária:

(i) **Análise dos montantes arrecadados:**

51. Conforme já mencionado, as receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos estão associadas aos **consumidores do grupo A**, que é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, cujo faturamento é caracterizado pela tarifa binômica (potência e energia).

52. Assim, é razoável admitir que uma concessionária com quantidade maior de consumidores e/ou mercado nesses níveis de tensão tenham majoradas as suas receitas provenientes de ultrapassagem de demanda ou excedente de reativos, o que prejudica uma análise comparativa entre as empresas. De forma a isolar esse efeito, para consideração no cálculo tarifário, os valores de receita dos 12 meses anteriores à revisão devem ser comparados à receita associada à Parcela B resultante do último reajuste, onde estão alocadas as despesas causadas pelas transgressões dos limites. Assim, por esse motivo, é mais adequado que a receita de Parcela B considerada seja aquela referente à participação dos mercados AT e MT em sua formação, já que a ocorrência de pagamento dessas receitas está associada a esses mercados. A participação de cada nível de tensão (AT, MT e BT) na Parcela B será a mesma considerada no cálculo do Fator X, cuja tabela encontra-se no Anexo I.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

53. O percentual resultante desta análise poderá explicar, em grande parte, a gestão da empresa na orientação dos consumidores para redução das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. Empresas com pequena participação dessas receitas sobre a receita de Parcela B (associada à AT e MT) podem ser consideradas eficientes na gestão desses recursos, enquanto empresas com grande participação devem ser estimuladas a colaborar para redução em sua arrecadação. Assim, já no 3CRTP pretende-se estabelecer incentivos às concessionárias de distribuição de energia elétrica com o intuito de reduzir continuamente os montantes atualmente observados, tendo como contrapartida ganhos ou perdas destas receitas. Além disso, o 4º ciclo de revisões tarifárias certamente considerará o desempenho das concessionárias na metodologia que definirá a reversão dessas receitas à modicidade tarifária.

(ii) **Compartilhamento:**

54. A proposta apresentada na 2ª etapa da AP 040/2010 previa o compartilhamento das receitas com os consumidores finais da concessionária de forma gradual, de 70% a 100%, em função da relação entre a receita nos 12 meses anteriores à revisão e a Parcela B associada ao mercado de AT e MT, calculada conforme a equação a seguir:

$$\text{Compartilhamento} = \begin{cases} 70\% \text{ , se } U \leq 10\% \\ 1,5 \times U + 55\% \text{ , se } 10\% < U < 30\% \\ 100\% \text{ , se } U > 30\% \end{cases} \quad (3);$$

Considerando que:

$$U = \frac{\sum_{i=1}^{12} R_i}{VPB \times (\pi_{AT} + \pi_{MT})} \quad (4)$$

55. No entanto, como apresentado nas contribuições da AP, a distribuidora baseará sua decisão no montante de receita apropriada, e não no percentual a ser compartilhado. Dessa forma, a análise da apropriação deve ser contabilizada com a curva de compartilhamento, de modo que o incentivo do regulador reflita os seus propósitos.

56. Se a apropriação (APR) da empresa é a diferença entre o arrecadado e o compartilhado, a curva de apropriação pode ser traçada em função de U conforme as seguintes equações:

$$\begin{aligned} APR &= R_i - R_i \times \text{Compartilhamento} \\ A &= \frac{APR}{VPB \times (\pi_{AT} + \pi_{MT})} = \frac{R_i - R_i \times \text{Compartilhamento}}{VPB \times (\pi_{AT} + \pi_{MT})} = U \times (1 - \text{Compartilhamento}) \\ \Rightarrow \text{Compartilhamento} &= 1 - \frac{A}{U} \end{aligned} \quad (5)$$

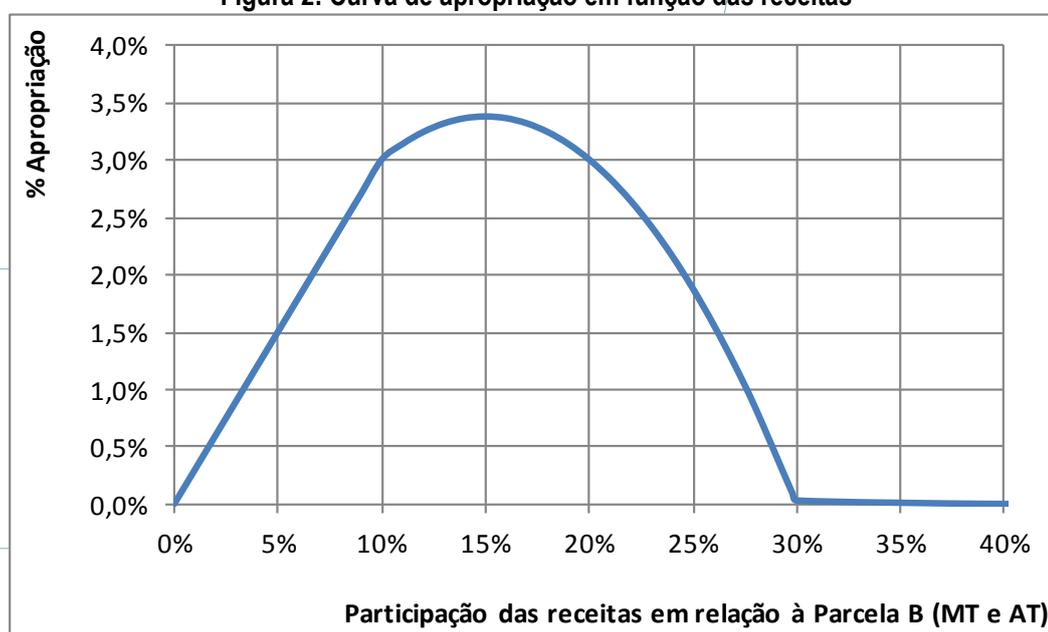
57. Sendo assim, a equação (3) pode ser reescrita da seguinte forma:

Fl. 13 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

$$A = \begin{cases} 30\% , \text{ se } U \leq 10\% ; \\ 45\% \times U - 1,5 \times U^2 , \text{ se } 10\% < U \leq 30\% ; \\ 0\% , \text{ se } U > 30\% . \end{cases} \quad (6)$$

58. A Figura, a seguir, apresenta a função definida pela equação (6):

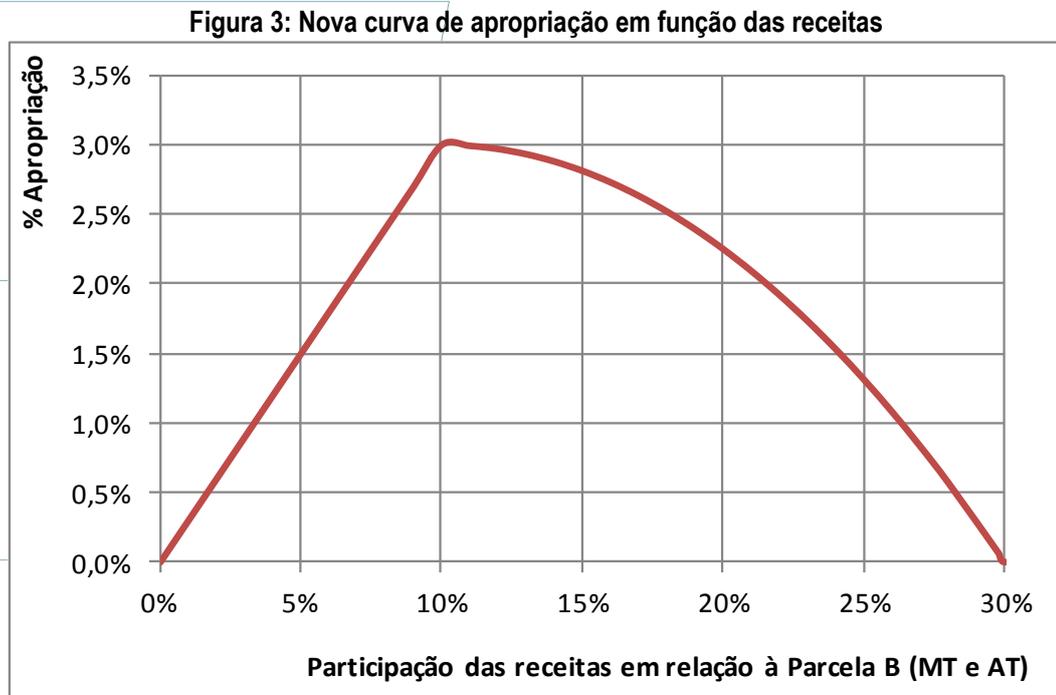
Figura 2: Curva de apropriação em função das receitas



59. Do gráfico, é possível perceber que, na metodologia proposta, a apropriação percentual máxima de receita pela concessionária ocorreria no ponto (15%; 3,375%). Isso significaria um incentivo à concessionária para que se aproximasse desse ponto na revisão tarifária, de modo a aumentar a receita que ficaria em sua propriedade.

60. Como forma de retomar o propósito do compartilhamento entre 70% e 100%, e ainda incentivar continuamente a redução das receitas de ultrapassagem e excedente de reativos para valores próximos a 10% da Parcela B (associada à MT e AT), foi construída nova curva para apropriação dessa atividade pelas concessionárias de energia, preservando-se o comportamento verificado anteriormente, conforme segue:

Fl. 14 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.



61. A curva permite que a concessionária aumente sua participação sobre as receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos ao tempo que se preocupe em estabelecer ações/processos que permitam o decréscimo dos montantes totais arrecadados, conforme pretendido inicialmente. A curva de apropriação obedece a seguinte função:

$$\text{Apropriação } [\%] = \begin{cases} 30\% \times U, & \text{se } U \leq 10\% ; \\ -75\% \times U^2 + 15\% \times U + 2,25\% , & \text{se } 10\% < U \leq 30\% ; \\ 0\% , & \text{se } U > 30\% . \end{cases} \quad (7)$$

62. Aplicando esse resultado à função de compartilhamento, chega-se à seguinte equação:

$$\text{Compartilhamento } [\%] = \begin{cases} 70\% , & \text{se } U \leq 10\% ; \\ 85\% + 75\% \times U - \frac{2,25\%}{U} , & \text{se } 10\% < U \leq 30\% ; \\ 100\% , & \text{se } U > 30\% . \end{cases} \quad (8)$$

Considerando que:

$$U = \frac{\sum_{i=1}^{12} R_i}{VPB \times (\pi_{AT} + \pi_{MT})} \quad (9)$$

Onde:

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

Fl. 15 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

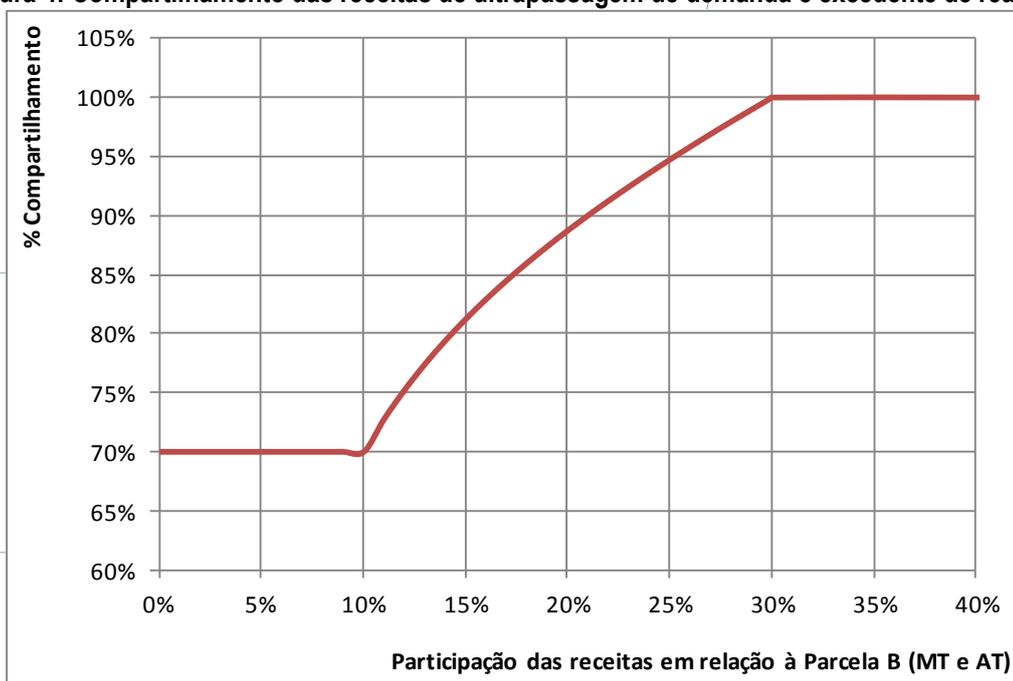
R_i é a soma das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos arrecadadas em cada um dos 12 meses anteriores à revisão tarifária, exceto o grupo de empresas que se enquadram no parágrafo 37;;

VPB é o valor da Parcela B resultante do último reajuste tarifário;

π é a participação dos níveis de tensão AT e MT na Parcela B.

63. O resultado é expresso na figura a seguir:

Figura 4: Compartilhamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos



64. A equação (8) pretende estimular a redução dos montantes de receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos durante o 3CRTP, já que, no próximo ciclo, a relação obtida entre as receitas e Parcela B, dada pela equação (4), poderá ser enquadrada em um nível inferior de compartilhamento. Assim, caso esta seja reduzida, é possível aumentar a parcela que fica em propriedade da empresa, ao tempo que reduz o seu valor total arrecadado, o que pode desonerar os custos da concessão, que é o desejado.

(iii) Aplicação:

65. Finalmente, a partir do percentual de compartilhamento encontrado das equações e figuras acima, propõe-se que este seja aplicado sobre a receita total arrecadada deduzida da parcela decorrente de ultrapassagens na Rede Básica, que é despesa não coberta pela tarifa do serviço.

66. Não obstante, o regulamento que trata da ultrapassagem na Rede Básica foi recentemente publicado, por meio da Resolução Normativa nº 399/2010, conforme segue:

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

Fl. 16 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

“Art. 15 Será aplicada à parcela do uso do sistema de transmissão de unidades consumidoras ou centrais de geração superior ao montante contratado por ponto de conexão uma tarifa de ultrapassagem de valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada horário, quando:

I - se verificar ultrapassagem superior a cinco por cento do montante contratado em caráter permanente de unidades consumidoras, na inexistência de contratos de uso em caráter flexível;”

67. Com base em dados apurados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, é possível verificar que 3,5% da receita total arrecadada a título de ultrapassagem de demandas e excedentes de reativos corresponde aos custos com ultrapassagem na Rede Básica. Esse percentual é resultante da mediana das relações encontradas para todas as empresas que tiveram essas despesas contabilizadas entre julho a dezembro de 2010, período já apurado pelo ONS.

68. Assim, será considerado um percentual regulatório para todas as concessionárias, deduzindo-o do montante total arrecadado para fins de reversão dessas receitas à modicidade tarifária. Isso, pois considerar a situação real de cada empresa poderia resultar em repasse integral de custos ineficientes devido à gestão inadequada dos contratos de uso dos sistemas de transmissão, o que iria contra à metodologia proposta pela ANEEL na edição da Resolução nº 399/2010, que tem por objetivo a contratação eficiente no SIN.

69. Reconhecendo a existência de tais custos não cobertos, o percentual de 3,5% tem por objetivo evitar que ultrapassagens na área de concessão da distribuidora resultem em despesas adicionais de transmissão, que seriam suportados apenas pela concessionária, ao tempo que pretende incentivar uma contratação eficiente na Rede Básica, para aquelas empresas que possuem nível acima do regulatório.

70. Finalmente, a partir do percentual de compartilhamento encontrado das equações e figuras acima, propõe-se que este seja aplicado sobre a receita total arrecadada deduzida da parcela decorrente de ultrapassagens na Rede Básica.

III.2.1 Serviços cobráveis

71. O artigo 102 da Resolução nº 414/2010 estabelece que:

“Art. 102. Os serviços cobráveis, realizados mediante solicitação do consumidor, são os seguintes:

I – vistoria de unidade consumidora;

II – aferição de medidor;

III – verificação de nível de tensão;

IV – religação normal;

V – religação de urgência;

VI – emissão de segunda via de fatura;

VII – emissão de segunda via da declaração de quitação anual de débitos;

Fl. 17 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

- VIII – disponibilização dos dados de medição armazenados em memória de massa;*
- IX – desligamento e religação programados;*
- X – fornecimento de pulsos de potência e sincronismo para unidade consumidora do grupo A.*
- XI – comissionamento de obra;*
- XII – remoção de poste; e*
- XIII – remoção de rede”.*

72. Conforme determina o regulamento, a arrecadação dos serviços cobráveis é sempre realizada por meio de fatura, necessariamente após solicitação do consumidor. No 2CRTP, o tratamento regulatório dos serviços cobráveis foi realizado na Empresa de Referência, por meio da definição de frequências regulatórias para ocorrências dos serviços cobráveis. A partir das mesmas frequências utilizadas para o dimensionamento do custo operacional, os valores de receitas, calculados a partir da Resolução nº 457/2000, foram revertidos para a modicidade tarifária.

73. Já no 3CRTP, dada sua natureza equivalente às demais receitas inerentes à atividade regulada, **100%** da receita líquida arrecadada nos 12 meses anteriores à revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M à data da revisão, será integralmente revertida à modicidade tarifária, considerando que os custos incorridos para sua realização foram incluídos na metodologia de custos operacionais aplicados para o próximo ciclo, à exceção daquelas com data de revisão até 12 meses após a publicação da REN nº414/2010, já explicada anteriormente.

III.2.3 Encargos de Conexão

74. Os encargos de conexão aos sistemas de transmissão ou de distribuição são de responsabilidade dos usuários e devem cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão, sendo a medição instalada pela concessionária.

75. Os artigos 18 a 20 da Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999, tratam dos aspectos gerais relativos aos encargos de conexão e seu faturamento. Assim como ocorre para as demais atividades inerentes ao serviço de distribuição, não é possível segregar os custos incorridos com a conexão, os quais são objeto da cobrança desse encargo, daqueles já cobertos pela tarifa. Isso porque os investimentos realizados pelo acessante e transferidos à concessionária são contabilizados como obrigações especiais, registrados no ativo imobilizado, ou são incorporados à própria base de remuneração, nos casos em que a própria distribuidora realizou as intervenções necessárias à conexão.

76. Também não existem custos adicionais com a operação e manutenção desses ativos, tendo em vista que já estão previstos nos custos operacionais da concessionária. Por esse motivo, **100%** da receita líquida obtida com os encargos de conexão serão destinados à modicidade tarifária.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

III.3 OUTRAS ATIVIDADES EMPRESARIAIS: ATIVIDADES COMPLEMENTARES

77. Visando o compartilhamento das receitas decorrentes dessas atividades com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% será atribuído à concessionária, com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica. Ressalte-se que, para apuração do lucro líquido serão estimadas as despesas decorrentes de cada uma das atividades, calculadas como percentual da receita extra-concessão.

78. Adicionalmente, por se tratar de atividades complementares ao serviço de distribuição, para as quais suas despesas já foram incluídas na receita da atividade regulada, estas também serão integralmente revertidas à modicidade tarifária. Nesses casos, para cada uma das atividades identificadas, o valor a ser considerado na revisão corresponderá à receita líquida dos 12 meses anteriores à data da revisão, atualizados pelo IGP-M.

III.3.1 Compartilhamento de Infraestrutura

79. A Resolução ANATEL/ANEEL/ANP nº 001/1999 permitiu aos agentes do setor de energia elétrica e comunicações o compartilhamento de infraestrutura, de forma a possibilitar a otimização de recursos entre os setores regulados. O regulamento prevê que este ocorra de forma não discriminatória, aplicando-se preços e condições justos, e não afete os parâmetros de qualidade, segurança ou demais obrigações definidas na legislação e Contratos de Concessão vigentes. No caso de compartilhamento entre concessionárias de distribuição e agentes que não pertencem aos setores previstos na Resolução (telecomunicações, energia elétrica e petróleo), o compartilhamento também é possível, e, portanto, o tratamento para fins tarifários, o tratamento regulatório é extensível aos demais.

80. Os custos dessa atividade estão cobertos pela tarifa do serviço de distribuição, essencialmente a remuneração e custos operacionais dos ativos envolvidos, portanto, é justa sua a destinação à modicidade tarifária.

81. Desta forma, considerando despesas adicionais de 80% da receita líquida, integralmente revertidas à modicidade tarifária, concluímos pelo percentual de **90%** a ser deduzida da receita líquida auferida pela concessionária.

III.3.2 Sistemas de Comunicação

82. Os sistemas de comunicação envolvem o uso das instalações de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Exemplo típico desse uso foi regulamentado por meio da Resolução nº 375, de 25/08/2009, na qual é definido o sistema PLC (*Power Line Communications*), que usa a rede elétrica para transporte de sinais de internet, vídeo, entre outros.

83. A pessoa jurídica que explorar o serviço terá acesso às instalações da distribuidora, mas sua manutenção e gestão constituem-se de obrigações da própria distribuidora. Além disso, os preços das

Fl. 19 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

atividades comerciais desenvolvidas com o uso do PLC são livremente negociados entre as partes, assim como ocorre com o compartilhamento de infraestrutura.

84. Para reversão da receita à modicidade tarifária, serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida, as quais serão integralmente revertidas, resultando, portanto, no percentual de **60%** a ser deduzida da receita líquida auferida pela concessionária.

III.4 OUTRAS ATIVIDADES EMPRESARIAIS: ATIVIDADES ATÍPICAS

85. As atividades atípicas ao serviço de distribuição se distinguem das atividades complementares, pois não existe prévia determinação contratual, regulatória ou legal que imponha a prestação de determinado serviço. São aquelas atividades decorrentes de iniciativa da distribuidora visando explorar oportunidades de mercado por ela identificadas e que só podem ser prestadas com prévia e específica autorização da ANEEL.

86. Conforme previsto no parágrafo 11 do art. 102 da REN nº 414/2010, a distribuidora pode executar serviços vinculados à prestação do serviço público ou a utilização da energia elétrica, desde que previstos em regulamentação específica da ANEEL, observadas as restrições constantes do contrato de concessão ou permissão, e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a distribuidora para sua realização.

87. Tal previsão é amparada na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que possibilita a realização outros serviços vinculados ou não à prestação do serviço público de energia elétrica. Nesse sentido, encontra-se em fase de elaboração na ANEEL, proposta de regulamentação específica para essas atividades. É importante indicar nesse 3CRTP, independentemente das atividades que forem permitidas em tal resolução, como ocorrerá a reversão dessas outras atividades empresariais.

88. Por isso, visando o compartilhamento das receitas decorrentes dessas atividades com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% será atribuído à concessionária, com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica. Para apuração do lucro líquido serão estimadas as despesas decorrentes de cada uma das atividades, calculadas como percentual da receita extra-concessão.

89. Para cada uma das atividades identificadas, o valor a ser considerado na revisão corresponderá à receita líquida dos 12 meses anteriores à data da revisão, atualizados pelo IGP-M.

III.4.1 Serviços de Consultoria

90. Os Serviços de Consultoria devem ser compreendidos, para os fins da metodologia aqui proposta, como a prestação de serviços pela concessionária de distribuição a terceiros, que consista na disponibilização de conhecimentos técnicos por ela detidos, inclusive quando envolver a alocação de mão de obra nas instalações de terceiros, sejam integrantes do mesmo grupo econômico ou não.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

91. Para apuração do lucro líquido serão consideradas despesas adicionais de 40% da receita líquida. Desta forma, aplicando-se a metodologia proposta, que destina **50%** do lucro líquido à modicidade tarifária, o percentual de 30% será deduzido da receita líquida da concessionária.

III.4.2 Serviços de Operação e Manutenção

92. Essas atividades se caracterizam pela realização de atividades associadas à administração, operação e manutenção de instalações de propriedade de terceiros.

93. Para apuração do lucro líquido serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Desta forma, aplicando-se a metodologia proposta, que destina 50% do lucro líquido à modicidade tarifária, o percentual de **10%** será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária.

III.4.3 Serviços de Comunicação

94. Caracterizam-se pela prestação de serviços de comunicação a terceiros utilizando-se os sistemas de propriedade da concessionária de distribuição. Estas atividades diferem-se dos Sistemas de Comunicações, pois, neste último há apenas a disponibilização das instalações da concessionária com fins de meio de transporte. Assim, o objeto das atividades aqui relacionadas é a comercialização por parte da empresa de serviços associados à comunicação de dados.

95. Para apuração do lucro líquido serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Desta forma, aplicando-se a metodologia proposta, que destina 50% do lucro líquido à modicidade tarifária, o percentual de **40%** será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária.

III.4.4 Serviços de Engenharia

96. Os Serviços de Engenharia considerados para os fins da metodologia aqui proposta consistem na prestação de serviços técnicos e de engenharia pela concessionária de distribuição, inclusive quando envolver a venda de equipamentos e realização de obras civis, a terceiros na qualidade de consumidores finais dos serviços. Essa caracterização se aplica mesmo quando consistam em obras imprescindíveis ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor, desde que caracterizada a responsabilidade deste pelas obras.

97. Para apuração do lucro líquido serão consideradas despesas adicionais de 80% da receita líquida. Desta forma, aplicando-se a metodologia proposta, que destina 50% do lucro líquido à modicidade tarifária, o percentual de **10%** será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária.

III.4.5 Arrecadação de Convênios

98. A Resolução nº 414/2010, no parágrafo terceiro do art. 224, facultou a cobrança de outros serviços na fatura, desde que de forma discriminada, após autorização do consumidor e pelo prazo de 24 meses, até a publicação de regulamentação específica.

Fl. 21 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

99. Para apuração do lucro líquido serão consideradas despesas adicionais de 20% da receita líquida. Portanto, o percentual de **40%** será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária, para fins de modicidade tarifária.

III.5 RESUMO DA PROPOSTA DE METODOLOGIA DE OUTRAS RECEITAS

100. A Tabela 2, a seguir, apresenta o resumo da proposta que será novamente submetida à consulta pública, com fins de aprimorar a metodologia para apuração de outras receitas:

Tabela 3: Aprimoramentos da proposta submetida à Audiência Pública nº 040/2010

Natureza	Classificação	Descrição	Despesa	Lucro	% da Receita Revertida
Receitas inerentes ao serviço de distribuição (Cláusula 7ª dos Contratos de Concessão)		Ultrapassagem de demanda	--	100%	70%-100%
		Excedente de reativo	--	100%	70%-100%
		Serviços Cobráveis	--	100%	100%
		Encargos de Conexão	--	100%	100%
Atividades complementares (Cláusula 1ª)	Captura a despesa e 50% do lucro	Compartilhamento de infraestrutura	80%	20%	90%
		Sistemas de comunicação (PLC)	20%	80%	60%
Atividades atípicas (Cláusula 1ª)	Captura 50% do lucro	Serviços de consultoria	40%	60%	30%
		Serviços de O&M	80%	20%	10%
		Serviços de comunicação	20%	80%	40%
		Serviços de engenharia	80%	20%	10%
		Convênios	20%	80%	40%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

101. A legislação presente nesta Nota Técnica inclui: Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, Resolução Normativa nº 281, de 01 de outubro de 1999; Resolução Normativa nº 371, de 29 de dezembro 1999, Resolução Normativa nº 456, de 29 de novembro de 2000, Resolução Normativa nº 375, de 25 de agosto de 2009, Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010.

V. DA CONCLUSÃO

102. Considerando a diversidade de receitas advindas da prestação de serviços de distribuição, é desejável que o universo de outras atividades seja ampliado no 3º ciclo para fins de reversão à modicidade tarifária.

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

Fl. 22 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

103. O correto tratamento das atividades descritas pode contribuir para uma regulação mais eficaz e que conjugue adequadamente os interesses de concessionárias e consumidores, possibilitando dessa forma o desenvolvimento dos mercados de energia elétrica com tarifas que beneficiam a sociedade como um todo. A presente proposta foi elaborada a partir das contribuições recebidas no âmbito da AP 040/2010 e busca o correto equacionamento entre receitas e despesas no momento da revisão tarifária.

104. Conclui-se, portanto, que a sistemática de reversão de outras receitas proposta é adequada para o propósito da modicidade tarifária e preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, cumprindo com o previsto nos próprios contratos de concessão.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

105. Ante o exposto, recomenda-se a aplicação da proposta apresentada nesta Nota Técnica de aprimoramento da metodologia de reversão de outras receitas no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Especialista em Regulação
Matrícula: 146688

CLÁUDIO ELIAS CARVALHO
Especialista em Regulação
Matrícula: 1496691

DANIEL CARDOSO DANNA
Especialista em Regulação
Matrícula: 1340374

ÉRIKA BRAGA LOURENÇATTO
Analista Administrativo
Matrícula: 1567190

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Especialista em Regulação
Matrícula: 1496744

MAURICIO LOPES TAVARES
Especialista em Regulação
Matrícula: 1666916

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

ANEXO I

Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL
Brasília, 26 de Outubro de 2011

PARTICIPAÇÃO NA RECEITA POR NÍVEL DE TENSÃO

Fl. 24 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

ANEXO I: Participação na Receita por Nível de Tensão

Empresa	AT	MT	BT
AES SUL	3,30%	30,83%	65,87%
AMAZONAS	5,30%	39,60%	55,10%
AMPLA	5,09%	18,10%	76,81%
BANDEIRANTE	11,82%	26,17%	62,01%
BOA VISTA	0,00%	26,98%	73,02%
BRAGANTINA	6,18%	25,85%	67,97%
CAIUÁ	0,62%	26,47%	72,91%
CEAL	6,26%	21,08%	72,66%
CEB	3,68%	23,92%	72,40%
CEEE	2,71%	21,08%	76,20%
CELESC	6,09%	31,13%	62,78%
CELG	3,12%	18,69%	78,19%
CELPA	2,43%	26,00%	71,57%
CELPE	4,39%	25,17%	70,43%
CELTINS	0,00%	18,25%	82,09%
CEMAR	1,03%	17,07%	81,90%
CEMAT	5,22%	27,65%	67,13%
CEMIG	13,78%	17,99%	68,23%
CEPISA	2,38%	14,37%	83,25%
CERON	0,27%	26,33%	73,40%
CFLO	0,00%	23,90%	76,10%
CHESP	0,00%	9,62%	90,38%
COCEL	0,00%	29,73%	70,27%
COELBA	5,34%	23,60%	71,06%
COELCE	3,95%	17,87%	78,18%
COOPERALIANÇA	0,00%	25,51%	74,49%
COPEL	4,36%	27,14%	68,51%
COSERN	6,75%	23,92%	69,33%
CPEE	0,00%	20,48%	79,52%
CPFL PAULISTA	5,96%	25,39%	68,65%
CSPE	3,12%	21,64%	75,24%

Empresa	AT	MT	BT
DEMEI	0,00%	10,25%	89,75%
DMED	0,00%	31,55%	68,45%
EBO	10,20%	21,96%	67,83%
EDEVP	2,85%	17,78%	79,37%
EFLUL	0,00%	62,07%	37,93%
ELEKTRO	7,26%	25,07%	67,67%
ELETROACRE	0,00%	19,32%	80,68%
ELETROCAR	0,00%	25,68%	74,32%
ELETROPAULO	4,36%	26,61%	69,04%
EMG	8,16%	17,49%	74,35%
ENERSUL	2,65%	22,66%	74,69%
ENF	1,06%	15,89%	83,06%
EPB	6,91%	17,90%	75,18%
ESCELSA	16,06%	24,36%	59,57%
ESE	9,35%	31,87%	58,77%
FORCEL	0,00%	31,05%	68,95%
HIDROPAN	0,00%	22,95%	77,05%
IGUAÇÚ	0,00%	31,87%	68,13%
JAGUARI	7,04%	45,75%	47,22%
JOAO CESA	0,00%	29,62%	70,38%
LIGHT	11,19%	24,34%	64,48%
MOCOCA	0,00%	18,55%	81,45%
MUXFELDT	0,00%	20,55%	79,45%
NACIONAL	4,79%	20,87%	74,34%
PIRATININGA	10,55%	27,75%	61,70%
RGE	4,25%	35,89%	59,86%
SANTA CRUZ	3,42%	23,05%	73,53%
SANTA MARIA	0,00%	24,30%	75,70%
SULGIPE	5,86%	18,94%	75,19%
UHENPAL	0,00%	10,32%	89,68%

ANEXO II

Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL
Brasília, 26 de Outubro de 2011

RESPOSTAS E
ESCLARECIMENTOS DA ANEEL
ÀS CONTRIBUIÇÕES E
COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA
AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº
040/2010

Fl. 26 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

A audiência pública é um instrumento de apoio ao processo decisório da ANEEL, de ampla consulta à sociedade, que precede a expedição dos atos administrativos. O principal objetivo é colher subsídios e informações junto à sociedade para matérias em análise, bem como oferecer aos interessados a oportunidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões relativas ao assunto em questão.

Previamente à expedição dos atos administrativos, são analisadas e respondidas as contribuições recebidas de forma a motivar as decisões que a agência toma. Durante um processo de audiência pública ocorre a participação de diversos agentes em defesa de seus interesses, o que contribui para o avanço das propostas. Não pode a ANEEL expedir seus atos administrativos sem considerar a opinião dos agentes, o que também não pode ser confundido com o dever de incorporar na proposta todos os pontos apresentados.

As Notas Técnicas da ANEEL são elaboradas de forma a esclarecer os objetivos da decisão, a sua motivação, o fim pretendido, a sistemática e a metodologia a ser empregada e a orientação para a decisão a ser tomada. Em processos que encerram as audiências públicas também são incluídas respostas as contribuições da audiência, previamente a reunião de diretoria que decidirá pela edição do ato administrativo.

A AP 040/2010 foi dividida em 2 fases, com uma sessão presencial na 1ª fase. Em ambas as fases foram emitidas notas técnicas que explicam as propostas. A AP 040/2010 não foi encerrada entre uma fase e outra, e apenas será finalizada quando da deliberação pela diretoria para aprovação da metodologia.

Portanto, as propostas apresentadas pela área técnica ao longo da AP 040/2010 atendem plenamente ao propósito a que se dispõe, que é a coleta de subsídios dos agentes para a decisão da agência. Para a finalização da AP, para a qual foi elaborada a presente Nota Técnica, foram acrescentadas as análises das contribuições de forma a fundamentar a decisão da agência para a publicação do ato administrativo em si, esse sim que produz efeitos sobre as partes.

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições relativas à metodologia de reversão de Outras Receitas para aplicação no terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica – 3CRTP, apresentada na Audiência Pública nº 040/2010 e constante da Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, de 13 de abril de 2011.

As contribuições estão apresentadas sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública com o objetivo de apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço www.aneel.gov.br no link Audiências/Consultas/Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor e é apresentada a resposta da ANEEL para cada assunto tratado, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final do processo.

Fl. 27 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

I – Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Abrace

[...]

- Apóia o esforço da Aneel no sentido de ampliar o rol dos itens de receita a serem consideradas como outras receitas;

- Solicita maior transparência no que tange a fonte de dados e a metodologia pela qual a agência conclui a porcentagem das receitas que representa o custo da oferta do serviço. Nesse ponto específico, entende-se que mecanismos de verificação das contas, bem como os seus valores, poderiam ser implementados, tais como utilização de dados contábeis ou de outros relatórios que são monitorados e fiscalizados pela agência”.

Contribuições da Abradee

“[...] a ANEEL incorre em pelo menos duas impropriedades, principalmente no que se refere à ultrapassagem de demanda e ao excedente de reativos: (i) infringe dispositivos legais e contratuais, e (ii) desconsidera a existência de custos e riscos associados a essas receitas que são absorvidos pela distribuidoras.

Como contribuição, a ABRADDEE anexa pareceres dos escritórios Kaercher e Baggio e Serrão Advogados, demonstrando que tais receitas integram o equilíbrio inicial do Contrato de Concessão e não podem ser suprimidas sem a devida compensação”.

Contribuições da AES Brasil

“[...] se estes itens não são considerados como componente da receita que será reajustada anualmente, não faz sentido que sejam consideradas para fins de revisão tarifaria periódica, já que dada a intrínseca relação entre os instrumentos, não caberia a inclusão, na revisão tarifaria periódica, de certo elemento no calculo do nível tarifário, enquanto o mesmo elemento é descartado para fins de reajuste tarifário.

[...]

[...] as receitas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo não advêm da execução/prestação de atividade empresarial pela concessionária, não se enquadrando, portanto, no que dispõe a referida Subcláusula. Em outras palavras, a concessionária não presta nem executa nenhum serviço ou qualquer outra atividade para receber tais receitas, as quais tem caráter punitivo e estão relacionadas a atividade de distribuição.

Assim, diante do exposto, e conforme detalhado no memorando da Ulhoa Canto, Rezende e Guerra – Advogados, apresentado no ANEXO I desta contribuição, o solicita-se que as receitas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo não sejam revertidas em prol da modicidade tarifaria”.

“[...] sugere-se que a ANEEL ajuste os valores arrecadados de ultrapassagem de demanda do ultimo ciclo tarifário:

(i) Considerando 2/3 dos valores apurados no ciclo anterior; e

(ii) Desconsiderando os valores provenientes da subclasse tração elétrica, nos termos previstos da REN 414/10”.

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

Fl. 28 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuições da Celg

“Exclusão de serviços com preços e receitas regulados, como ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e reserva de capacidade, para fins de modicidade tarifária.

[...] o Órgão Regulador, pelo visto, desconsidera as conseqüências técnicas que sofrerão as Distribuidoras, tais como:

- Aumento do carregamento de todos os elementos do sistema de distribuição;*
- Aumento nos valores de queda de tensão, impactando a qualidade do fornecimento de energia elétrica;*
- Maiores riscos de danos e queima de equipamentos mais sensíveis aos níveis de tensão;*
- Impacto nos indicadores DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC, provocados pelos desligamentos pela atuação de dispositivos de proteção;*
- Maiores perdas técnicas sem cobertura tarifária;*

Portanto, a CELG entende que os serviços complementares com preços regulados, impõe as Distribuidoras custos, ações de gestão e riscos não contemplados na receita advinda da atividade regulada”.

Contribuição da Cemig

“[...] é questionável a intenção da ANEEL em caracterizar reserva de capacidade, excedente de reativo e ultrapassagem de demanda como atividades complementares, pretendendo a captura integral de suas receitas, uma vez que é incompatível com a sistemática tarifária prescrita nas normas legais e contratuais vigentes.

[...] entendemos que reserva de capacidade, ultrapassagem de demanda e excedente de reativo são serviços inerentes à distribuição de energia elétrica, diretamente ligados ao serviço público delegado, não havendo que caracterizá-los como “atividades empresariais complementares”, ou seja, não há que se falar em um “plus” ao serviço prestado, tampouco em atividades extra-concessão.

[...] se a determinada receita é oriunda da exploração de atividade já contida no objeto dos serviços públicos concedidos, é evidente que tal receita não constituirá “outra atividade empresarial” e, nessa medida, a previsão contratual de sua absorção em favor da modicidade tarifária não se aplica.

[...] quando as concessionárias ofereceram lances nos leilões os concorrentes consideraram, por evidente, a disciplina contratual que limitava à parcela das advindas de “outras atividades empresariais” sua apropriação para a modicidade tarifária, incorporando a condição econômico financeira de que receitas outras seriam, nos termos do inciso IV do art.14 da Lei nº 9.427/96 e do equilíbrio econômico financeiro inicial do Contrato de Concessão definido pelo parágrafo único do art.11 da Lei nº.8.987/95, passíveis de apropriação pelas concessionárias.

[...] a exclusão das receitas oriundas de reserva de capacidade, de excedente de reativo e de ultrapassagem de demanda dos reajustes tarifários possui uma razão de ser, qual seja, a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão. [...] Alterando-se os componentes tarifários como pretende a ANEEL, o equilíbrio econômico do Contrato de Concessão restaria prejudicado.

[...] a pretensão da ANEEL em capturar integralmente as receitas advindas de outras atividades empresariais está em dissonância com o que dispõe a Subcláusula Quarta da Cláusula Primeira dos Contratos de Concessão, cuja previsão é a reversão parcial das respectivas receitas”.

Fl. 29 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuições da CPFL Energia

“A despeito da inviabilidade jurídica de implantação da proposta, o grupo CPFL Energia demonstra que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e reserva de capacidade não devem ser alocadas para a modicidade tarifária, e muito menos no seu valor total conforme proposto pela ANEEL. Ao contrário da argumentação da ANEEL, as distribuidoras possuem despesas e riscos associados à estas atividades, pelas quais não seriam remuneradas/ressarcidas no caso do repasse das receitas à modicidade tarifária. Além disso, as receitas existem como forma de compensação dos riscos e penalidades associados à estas atividades, que são exógenas a gestão das distribuidoras”.

Contribuições da EDP

*“A proposta da ANEEL não tem respaldo na legislação vigente, pois os Contratos de Concessão, expressa e motivadamente, excluíram as receitas provenientes de Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo dos cálculos da receita de distribuição para efeitos tarifários
[...] verifica-se a afronta ao ato jurídico perfeito e, conseqüente quebra do equilíbrio econômico financeiro da concessão, ambos protegidos pelo arcabouço jurídico-normativo vigente
[...] Configura-se ainda desrespeito ao princípio da finalidade, haja vista a flagrante distorção do conceito, visto que Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo são inerentes à concessão, pagas pelos consumidores dos serviços de distribuição de energia elétrica à respectiva distribuidora, em razão de medições decorrentes do fornecimento de energia elétrica, visando a compensação dos impactos causados com a referida ultrapassagem. Tais receitas são pré-existentes à celebração do contrato de concessão e integram a relação original de vantagens e despesas da concessão”.*

Contribuições da Elektro

*“As receitas por ultrapassagem da demanda contratada e por excedente de reativo não estão associadas a atividades complementares, elas são o resultado do desenvolvimento da atividade principal da concessionária, e tem origem quando o usuário não cumpre com as condições contratuais do fornecimento.
[...]*

O critério aplicado pela ANEEL de incluir esses componentes em “outras receitas” não tem precedentes nas revisões tarifárias anteriores e decorre de uma interpretação forçada do conceito de atividades complementares. Além dos aspetos jurídicos envolvidos, os sinais são de instabilidade regulatória, o que incrementa a percepção de risco regulatório dos acionistas e das instituições financeiras

[...]

Propõe-se excluir as receitas associadas a: (i) ultrapassagem de demanda, (ii) excedente de energia reativa, (iii) reserva de capacidade e (iv) encargos de conexão dos itens considerados para apuração de outras receitas”.

Contribuições da Endesa

“As receitas provenientes de Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo não devem ser consideradas para efeito da apuração das Outras Receitas, pois conflita com o modelo regulatório tarifário Price Cap e com o Contrato de Concessão”.

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

Fl. 30 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

[...] a *Ultrapassagem de Demanda* e o *Excedente de Reativo* constituem-se de penalidades que são impostas legalmente aos consumidores à medida que eles descumprem de algum modo o que foi estabelecido nos respectivos contratos de fornecimento de energia elétrica.

[...] essas receitas estão diretamente relacionadas ao serviço público concedido de distribuição de energia elétrica, diferindo apenas no fato de que enquanto as demais receitas de fornecimento são auferidas pela entrega/disponibilidade do produto/serviço, a *Ultrapassagem de Demanda* e o *Excedente de Reativo* surgem como uma forma de penalidade, por transgressão a um padrão previamente estabelecido.

[...]o tratamento proposto contamina o preço (objetivo essencial do *Price Cap*), a ser determinado na revisão tarifária, com receitas financeiras.

[...]

Assim, essa devolução revela de forma clara uma metodologia estabelecida para limitar a receita da concessionária na suposta receita teto de equilíbrio definida na revisão tarifária. Ou seja, é procedimento de *Revenue Cap* em vez de *Price Cap*, o que parece uma tentativa de igualar o regime da distribuição ao da transmissão

[...] para as concessionárias exercerem outra atividade empresarial é necessário que as mesmas sejam comunicadas à ANEEL, o que contraria a classificação de *Ultrapassagem de Demanda* e de *Excedente de Reativo*, pelo Regulador, como *Outras Receitas*, uma vez que essas para serem realizadas não necessitam de comunicação à ANEEL

[...] não nos resta contribuição diferente a não ser recomendar que a proposta da captura da receitas de *ultrapassagem de demanda* e de *excedente reativo* seja abandonada, por singular inobservância das condições e regras dos *Contratos de Concessão*.”

Contribuição da Fiesp

“Sustentar a posição de destinar as multas por *ultrapassagem de demanda* e excesso de reativos à modicidade tarifária.

[...] a Fiesp apoia a decisão da Aneel em estabelecer estes e outros itens como parte de uma receita que será revertida à modicidade tarifária”.

Contribuição da Light

[...] a Light destaca que a natureza jurídica da cobrança de *ultrapassagem de demanda* e *excedente de reativo* é “penal²”, justamente porque visa penalizar os usuários pelo uso ineficiente da rede.

Neste sentido, por se tratar de penalidade ao usuário pelo uso ineficiente da rede, não é razoável, nem tampouco proporcional, que o mesmo valor arrecadado a este título seja revertido integralmente para a modicidade tarifária, beneficiando, inclusive, aquele que outrora infringiu as normas regulamentares do serviço de energia elétrica e acarretou custos à concessionária visando a contenção de eventuais prejuízos aos demais usuários.

[...]

[...] cabe destacar o elevado custo e significativo risco incorrido pelas distribuidoras ao arcar com as consequências da *ultrapassagem da demanda* por parte dos consumidores, dado que esta condição se vincula a contextos de total imprevisibilidade, tanto no que tange aos aspectos temporais (a *ultrapassagem* pode ocorrer a qualquer momento do dia, inclusive nos patamares horários que caracterizam a ponta de

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

Fl. 31 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

atendimento do sistema), quanto locais (em princípio, poderá se registrar em qualquer ponto dos circuitos de distribuição, incluindo os mais críticos quanto às questões de desempenho).

[...] as ultrapassagens de demanda contratada pelos clientes finais podem causar ultrapassagens no âmbito dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST (ou de Distribuição - CUSD), cujos custos não são repassados às tarifas dos consumidores. Este ponto é, notadamente, mais evidente para os consumidores de alta tensão, dados os maiores montantes de demanda contratada. Eventuais ultrapassagens de demanda em pontos de conexão da distribuidora com a Rede Básica podem acarretar penalização à distribuidora, quando a demanda máxima supera 110% do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado no referido ponto.

[...]

[...] o consumo de energia elétrica com baixo fator de potência acarreta prejuízos às distribuidoras, em particular vinculados aos seguintes fatos:

(i) Aumento das perdas técnicas: O montante de perdas vinculado ao excedente reativo não terá cobertura tarifária⁶. No cálculo das perdas técnicas durante o processo de Revisão Tarifária, sempre que se verificar um fator de potência inferior a 0,92, será efetuado um ajuste para este valor referencial mínimo.

(ii) Piora do perfil de tensão no sistema de distribuição, expondo a distribuidora a riscos de multas regulatórias”.

Contribuições da Neoenergia

“As receitas provenientes de Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo não devem ser consideradas para efeito da apuração das Outras Receitas, pois conflita com o modelo regulatório tarifário Price Cap e com o Contrato de Concessão.

[...], a análise dos aspectos regulatórios do que está sendo proposto pela ANEEL para o tratamento das Outras Receitas no 3º CRTP, deve observar a harmonização dos pressupostos do Price Cap com o compartilhamento dos benefícios das receitas provenientes das atividades caracterizadas como extraconcessão. Nesse contexto, a proposta da ANEEL para o tratamento tarifário das receitas de Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo não obedece a necessária harmonização, pois:

- Dá tratamento de receita extraconcessão ao que não o é; e
- Dá o enfoque associado ao Revenue Cap em vez de Price Cap.

[...] cabe elencar custos e riscos para a operação adequada do sistema:

- Maiores perdas técnicas, sem cobertura tarifária;
- Aumento nos valores de queda de tensão, impactando a qualidade do fornecimento da energia elétrica e expondo a concessionária ao risco de penalizações pelo não cumprimento dos níveis de tensão adequados;
- Possibilidade de danos ou queima de equipamentos mais sensíveis aos níveis de tensão e a outros fenômenos relacionados à qualidade da energia, dependendo das cargas que estão solicitando as demandas adicionais. E nesses casos a responsabilidade de ressarcimento ao consumidor é da concessionária;
- Aumento do carregamento de todos os elementos do sistema de distribuição;

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

Fl. 32 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

- *Desligamentos provocados pela atuação de dispositivos de proteção, causando prejuízo aos consumidores afetados e trazendo impacto nos indicadores coletivos (DEC e FEC) e individuais (DIC, FIC, DMIC);*
- *Ultrapassagem nos montantes de uso do sistema de transmissão (MUST)*

[...] o Regulador deve observar pelos conceitos sacramentados no Contrato de Concessão. Esses conceitos são definidos e tratados de forma ampla, não restritos apenas aos processos de reajustes. Tanto é verdade que as definições de Parcela A (composição de encargos e procedimentos de cálculo de compra de energia elétrica) e Parcela B são definidas no contrato e têm seu tratamento respeitado nos reajustes e revisões”.

Contribuições da Rede Energia

“[...] as receitas provenientes da ultrapassagem de demanda e excedente de reativo procuram compensar às concessionárias os aumentos de custo operacional e de riscos atrelados a sua ocorrência

- a) Pagamento de multas por ultrapassagem nas conexões com as DITs e na Rede Básica*
- b) Redução na qualidade do fornecimento e da tensão com potencial pagamento de multas ao consumidor*
- c) Redução da vida útil dos ativos da rede*
- d) Aumento de perdas técnicas devido a variações no fator de potência e que são alocadas indevidamente como perdas não técnicas*

[...] a REDE ENERGIA sugere que as receitas com a Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos não devem ser consideradas como "Outras receitas" para fins de modicidade tarifária, pois ao contrário do afirmado pela ANEEL, os recursos arrecadados se destinam a compensar custos adicionais suportados pelas concessionárias, que não são contemplados na tarifa de energia elétrica e cujas ocorrências são exógenas ao controle das concessionárias que procuram evitar os danos de suas ocorrências adotando uma ótica de investimento prudente”.

Contribuição da SEAE

“A Aneel pretende repassar aos consumidores as receitas oriundas dessas penalidades com o argumento de que não há contraprestação de serviço associada pela distribuidora. No entanto, aparentemente, quando os consumidores ultrapassam os limites estabelecidos de demanda ou reativos, o sistema das distribuidoras sofre solicitações adicionais, para as quais é necessário o dispêndio de recursos para a sua gestão.

[...] sugere-se que a Aneel mantenha com as distribuidoras parte da receita com essas penalidades. Uma alternativa a ser estudada na definição desta parcela é a mensuração dos custos que as concessionárias incorrem para fazer a gestão da ultrapassagem dos limites de demanda e reativos”.

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Abrace

“[...] a proposta apresentada considera que tais receitas devem ser compartilhadas com os consumidores, não sendo admissível que somente a concessionária se aproprie de tais receitas. A reversão integral é a forma adequada de tratamento desse item conforme proposto para o 3CRTP, mesmo observando o mecanismo definido para as receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo, conforme Nota Técnica 092/2011, que apresenta a possibilidade de reversão de 70% a 100%.”

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

Fl. 33 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Abradee

“Por tudo isso, volta-se a sugerir à ANEEL, com base nas evidências apresentadas, a pronta reconsideração de sua proposta, à luz da necessária estabilidade das regras, da segurança jurídica dos contratos e da sustentabilidade dos negócios da distribuição de energia elétrica no Brasil. Ademais, se há a percepção, pela Agência, de que os sinais disciplinadores do mercado, no caso específico das ultrapassagens de demanda e de reativo, não estão surtindo o efeito desejado, sugere-se que seja aberto processo específico de Audiência Pública, fora, naturalmente, dos propósitos da AP 040/2010.”

“[...] ao violar cláusulas econômicas relativas ao reajuste e à revisão de tarifas bem como às outras receitas, em especial a Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira e a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão (inalterável unilateralmente pela ANEEL), a Nota Técnica nº 092/2011-SER/ANEEL, submetida à segunda fase da Audiência Pública nº 040/2010, contraria o regime tarifário do serviço pelo preço e a correlata legislação de regência, a vinculação da ANEEL ao Contrato de Concessão, os direitos e princípios constitucionais da segurança jurídica, do ato jurídico perfeito, do direito adquirido, da reserva legal da política tarifária, do dever de manutenção das condições efetivas da proposta e a vedação legal da aplicação retroativa de nova interpretação da norma administrativa a contratos já celebrados, implicando ainda a desnaturação de institutos tarifários vigentes e inadequações entre meios e fins.”

Contribuição da AES Brasil

“Logo, a proposta constante da Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, ainda que tivesse o intuito de estimular as concessionárias a incentivarem o uso otimizado da rede e o consumo eficiente de energia pelos seus consumidores, na realidade, representa um incentivo perverso porque, conceitualmente, permite que os consumidores se beneficiem do consumo ineficiente de energia ao prever tarifas mais módicas se verificado um aumento das transgressões. Por tal razão, tal proposta não deve ser aprovada pela ANEEL.”

“Ora, se o Contrato de Concessão determina, ao estabelecer as regras de reajuste, que as receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos não devem integrar a receita anual de fornecimento, nem a receita anual de suprimento nem a receita anual de uso dos sistemas de distribuição, conforme demonstrado acima, ENTÃO, a consideração pela proposta constante da Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL de tais receitas nos processos de revisão tarifária acaba por, indiretamente, violar a regra prevista no Contrato de Concessão e, conseqüentemente, afeta adversamente o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, que, conforme determina o artigo 10 da Lei nº 8.987/1995, é mantido sempre que forem atendidas as condições do contrato. Assim, caso a proposta constante da Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL seja adotada, tal decisão será viciada, na medida em que pretende tornar sem efeito uma vedação constante de cláusula econômica da concessão sem a prévia concordância do concessionário.”

“Assim, caso a ANEEL decida considerar as receitas de ultrapassagem de demanda no processo de revisão tarifária, hipótese que se admite somente a título de argumentação, a Agência deverá promover os ajustes necessários em face das mudanças promovidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010. Ou seja, a ANEEL deverá: (i) considerar 2/3 dos valores de ultrapassagem de demanda arrecadados nos 12 meses anteriores à data de revisão tarifária; (ii) desconsiderar os valores de ultrapassagem de demanda relativos à

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

Fl. 34 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

subclasse tração elétrica; e (iii) recalculer os excedentes de reativos, com base nos valores físicos de energia e potência reativa faturados nos últimos doze meses.”

Contribuição da Cemar

“A captura de receitas de ultrapassagem e reativo excedente é ilegal, de forma que é fundamental que o Regulador avalie os pareceres jurídicos já apresentados na 1ª etapa da AP; O mecanismo que, na visão do Regulador, incentivar a redução gradual destas receitas é construído sobre premissas falsas e será inócuo, uma vez que não afeta o agente causador das receitas, os consumidores; e Caso o Regulador entenda que os mecanismos de inibição atualmente em vigor são inadequados, deve promover sua revisão, mas em processo específico e fora do âmbito tarifário.”

Contribuição da Cemig

“[...] infere-se que as receitas passíveis de reversão parcial à modicidade tarifária sejam atividades empresariais complementares e acessórias ao serviço de distribuição, o que não é o caso da reserva de capacidade, ultrapassagem de demanda, excedente de reativo, encargos de conexão e serviços cobráveis, uma vez que, conforme reconhecido por essa Agência, tratam-se de atividades inerentes à distribuição”.

“Na Subcláusula Quarta da Cláusula Primeira dos Contratos de Concessão a expressão utilizada foi “outras atividades empresariais”, refletindo, assim, que se trata de novas atividades e diversas daquelas consideradas quando da outorga das concessões. Nesse sentido, o Contrato de Concessão previa a futura e apenas parcial apropriação de receitas para a modicidade tarifária desde que tais receitas fossem oriundas de uma nova atividade empresarial, especificamente autorizada, distinta das atividades já outorgadas na concessão

[...]

No tocante ao excedente de reativo e a ultrapassagem de demanda os referidos serviços foram objeto da concessão outorgada. As receitas auferidas pelos serviços em apreço integraram as previsões de receitas incorporadas aos fluxos de caixa descontados, que, por sua vez, presidiram a fixação do valor econômico dos editais de licitação”.

“[...] as ultrapassagens de demanda dos consumidores implicam [...] nos seguintes custos adicionais:

- I. Ultrapassagens dos Montantes de Uso do sistema de Transmissão – MUST, em pontos de conexão com a Rede Básica;*
- II. Interferência na qualidade do fornecimento e dos níveis de tensão, implicando em violação dos indicadores de duração e frequência –DIC, DMIC, DEC, FIC e FEC – acordados e homologados pela ANEEL;*
- III. Penalidades e pagamento de multas (ressarcimentos) aos consumidores atingidos pelos desvios nos níveis de qualidade ocorridos no sistema elétrico da Distribuidora;*
- IV. Aumento das perdas técnicas, não percebidas nos modelos de cálculo de perdas, que serão indevidamente qualificadas como perdas não técnicas e sujeitas a glosas, quando da avaliação do Regulador”.*

“O cliente que requisita mais potência reativa que aquela contratada, está solicitando mais a rede que os demais atendidos nas mesmas condições. [...] Dentre tais custos citam-se:

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

Fl. 35 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

I. Aumento das perdas técnicas que não são percebidas nos modelos de cálculo de perdas e que serão indevidamente qualificadas como perdas não técnicas sujeitas a glosas, quando da avaliação do Regulador;
II. Penalidades associadas à ocorrência de desligamentos na rede, acarretados por carregamentos elevados e níveis de tensão fora da faixa recomendada, que implicam em violação dos indicadores de duração e frequência – DIC, DMIC, DEC, FIC e FEC – acordados e homologados pela ANEEL;
III. Busca de reparação de danos por parte de consumidores atingidos pela prestação do serviço fora dos padrões adequados e pelos possíveis desligamentos de suas cargas, com o pagamento de multas e ressarcimentos por parte da Distribuidora”.

Contribuição da Cocel

“Além da questão técnico –econômica, a proposta da ANEEL contrária, no tocante às receitas decorrentes da Ultrapassagem de demanda e do Excedente de reativos, sua natureza extra-tarifária, nos termos expressos na sub-cláusula sexta da cláusula sétima do contrato de concessão, as quais reforçam a impossibilidade legal de sua captura, nos eventos de revisão e reajuste de tarifas.

[...]

No entanto, a eventual manutenção da proposta da ANEEL de transferir para a modicidade tarifária parte das receitas relacionadas com a Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativo, a COCEL sugere: a) Que a ANEEL, através de Resolução específica, crie as bases da transição por ela proposta em relação ao compartilhamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo entre concessionária e consumidor, de forma eficiente, prudente e justa; b) Com parte de (A), que a ANEEL abra um processo de Audiência Pública específico para tratar do aprimoramento dos instrumentos vigentes para mitigação de ultrapassagens de demanda e excedente de energia reativa; c) Que se utilize o 3CRTP para formar as bases de apuração e compartilhamento dessas receitas e; d) Por consequência, que a reversão de tais montantes, total e /ou parcial, para a modicidade tarifária, ocorra a partir do 4CRTP.”

Contribuição da Copel

“[...] de acordo com o contrato, apenas deverá ser convertida à modicidade tarifária as receitas advindas de outras atividades empresárias exercidas pela concessionária, desde que autorizadas pela ANEEL. “Sendo assim, entende-se que são excluídas dessa captura receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, tais como ultrapassagem de demanda, excedente reativo e reserva de capacidade. “Além disto, a referida cláusula ainda prevê que as receitas sejam parcialmente destinadas à modicidade tarifária, o que contraria, novamente, a proposta da ANEEL”.

Contribuição da CPFL Energia

“Especificamente sobre o item Outras Receitas o Grupo CPFL Energia, primeiramente, esclarece que ratifica a contribuição da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) no que se refere a não previsão legal que embasa a proposta da ANEEL em capturar as receitas inerentes ao serviço de distribuição, pois alega a ANEEL que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço regulado.”

Fl. 36 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Daimon

“[...] o sistema de distribuição fica sujeito a todos os possíveis problemas apontados anteriormente, cabendo tão somente à distribuidora todos os ônus decorrentes de suas ocorrências, como:

- multas por transgressão de indicadores de continuidade;
- multas por violação de níveis de tensão;
- pagamentos de PIDs
- Pedidos de Indenização por Danos em equipamentos;
- redução na vida útil real de seus ativos;
- impactos negativos de imagem junto a seus clientes.

Analogamente à análise feita para a ultrapassagem de demanda, o sistema de distribuição fica sujeito aos problemas apontados anteriormente, cabendo tão somente à distribuidora todos os ônus decorrentes de suas ocorrências, como:

- perda de receita pelo não reconhecimento no cálculo das perdas regulatórias;
- multas por violação de níveis de tensão;
- redução na vida útil de seus ativos, em função do aumento de seus níveis de carregamento.

Contribuição da Elektro

“As regras impostas pela REN 399/2010, que penalizam tanto a sub quanto a sobrecontratação da rede de transmissão, exigem que a distribuidora contrate o uso do sistema de transmissão sem folga, o que implica dizer que qualquer desvio por parte do consumidor impõe riscos e custos para a distribuidora.”

“Constata-se, portanto, que as receitas advindas tanto da ultrapassagem de demanda como do excedente de reativos consistem em contraprestação, paga pelo usuário, frente ao risco de natureza ordinária assumido pelo concessionário, relativo aos níveis de fornecimento de energia. Decorrem de situações aleatórias, para cuja ocorrência contribui a conduta do usuário, e cujos efeitos reparadores ficarão, sempre, a cargo do concessionário.

Em suma, cuida-se de receita própria do desempenho regular do objeto da concessão, e que naturalmente deve ser apropriada pelo agente operador.

Se os riscos recaem sobre o concessionário, é natural que a receita devida pelo usuário permaneça consigo.

[...]

Diante do exposto, para fins de manter a segurança jurídica e o equilíbrio econômico financeiro, segundo consta na nona subcláusula da cláusula oitava do Contrato de Concessão de Distribuição, toda a receita auferida da cobrança pelo uso inadequado do sistema de distribuição, nos casos de excedentes de reativos e de ultrapassagem de demanda, não pode ser capturada para fins de modicidade tarifária.”

Contribuição da Endesa

“As receitas oriundas de Ultrapassagem de Demanda e de Excedente de Reativo estão definidas no contrato de concessão como receitas extra-tarifárias, e que, portanto, não compõe a receita auferida para fins de definição tarifária, deste modo, assim como na 1ª fase da AP040/2010, estamos apresentando pareceres

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

Fl. 37 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

jurídicos que confirmam a ilegitimidade da captura destas receitas para a modicidade tarifária. Adicionalmente propomos que a ANEEL trate em processo distinto, os aperfeiçoamentos necessários aos instrumentos de aferição e cobrança destes itens.”

Contribuição da Fiesp

“[...] a FIESP acredita que a melhor tratativa sobre o repasse dos valores referentes à ultrapassagem de demanda e ao excedente de reativos seria a manutenção da proposta inicialmente apresentada pela própria ANEEL, de reversão de 100% da arrecadação referente a estes itens para a modicidade tarifária.

[...]

A FIESP propõe que seja mantida a formulação sugerida para determinação do $U_{ano-teste}$ e de acordo com o benchmarking das distribuidoras, e que estas sejam ordenadas com valores indicativos referentes a melhor gestão na redução de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo (a detentora do menor índice $U_{ano-teste}$ recebe uma maior redução do Fator X, gerando uma escala para benefícios do Fator X).”

Contribuição da Light

“Em primeiro lugar, coerentemente com as contribuições da Light para a 1ª Fase desta Audiência Pública, ressalta-se que concordamos com o diagnóstico jurídico encaminhado pela ABRADDEE, que, com base em análise das disposições da legislação vigente e dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, conclui pela ilegalidade da captura das receitas auferidas pelas concessionárias com a Ultrapassagem da Demanda e o Excedente de Reativo.”

“[...] a decisão da concessionária não se baseará diretamente no percentual de compartilhamento das receitas com os consumidores, mas sim no montante de receita apropriada. Por isso, é importante analisar como se comporta esta apropriação com a variação da participação das receitas de Ultrapassagem e Reativo (U).”

Proposta Alternativa (C em função de U):

$$C = 55\%, \text{ se } U \leq 10\%$$

$$C = \frac{-6,75\% + 122,5\% * U}{U}, \text{ se } 10\% < U < 30\%$$

$$C = 100\%, \text{ se } U > 30\%$$

Contribuição da Neoenergia

“Na 1ª Fase da AP no 040/2010, houve várias contribuições de cunho jurídico e técnico sobre o tema de Outras Receitas, particularmente em relação à captura das receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo, afim de que se evitasse a implementação pelo Regulador de uma metodologia que contrarie o Contrato de Concessão. Assim, nesta 2ª Fase, ratifica-se as análises jurídicas aportadas na 1ª Fase.”

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

Fl. 38 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

“[...] a fórmula proposta pela ANEEL, nesse item, contém um claro desequilíbrio, por considerar apenas a participação dos níveis de tensão AT e MT na Parcela B, por entender ser desprezível a ocorrência de ultrapassagem no nível BT. Ao mesmo tempo, por outro lado, utiliza o valor integral da receita com ultrapassagem.

[...]

Como forma de corrigir deve-se utilizar, no denominador, toda a receita da Parcela B no cálculo do compartilhamento ou, alternativamente, se continuar a entender como desprezível, na composição do “ΣRi” não utilizar a receita decorrente de cobrança de excedente reativo efetuada para o Grupo B, de forma que o numerador e denominador sejam formados por receitas compatíveis em função do mesmo mercado.”

“[...] Dessa forma, solicitamos eliminar o item das receitas decorrente de multas por ultrapassagem de demanda e reativos do elenco de Outras Receitas destinadas à modicidade tarifária.”

Contribuição da Rede Energia

“As receitas provenientes da ultrapassagem de demanda e excedente de reativo procuram compensar às concessionárias os aumentos de custo operacional e de riscos atrelados a sua ocorrência.”

“Que a ANEEL, através de Resolução específica, crie as bases da transição por ela proposta em relação ao compartilhamento das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo entre concessionária e consumidor, de forma eficiente, prudente e justa; Como parte do processo, que a ANEEL abra um processo de Audiência Pública específico para tratar do aprimoramento dos instrumentos vigentes para mitigação de ultrapassagens de demanda e excedente de energia reativa; Que se utilize o 3CRTP para formar as bases de apuração e compartilhamento dessas receitas e; Por consequência, que a eventual reversão de tais montantes, totais e /ou parciais, para a modicidade tarifária, ocorra a partir do 4CRTP.”

Avaliação da SRE

Nas contribuições trazidas na AP 040/2010, foram apresentados diversos questionamentos quanto ao tratamento dado às receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. Em ambas as propostas apresentadas pela SRE na 1ª e 2ª fase da AP, esse foi o item com maior número de contribuições dos agentes nas **“Outras Receitas”**.

O questionamento central das distribuidoras trata da impossibilidade de se deduzir da parcela B, nas revisões tarifárias, a receita advinda dos serviços de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, sendo alegados diversos motivos para tanto. Por outro lado, outros grupos de interesse se posicionaram favoráveis à proposta da ANEEL e à necessidade de sua reversão em prol da modicidade tarifária.

Entre a 1ª e a 2ª fase, o avanço principal na proposta de “Outras Receitas” também foi justamente nesse ponto, pois se corrigiu a classificação inadequada desses serviços como atividades complementares, que estava relacionada à execução de outras atividades empresariais. De fato, não se tratava de outra atividade, mas efetivamente de receitas que decorrem da própria prestação do serviço. Sem dúvida, era a principal dificuldade enfrentada pela SRE para a melhor execução da proposta.

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

Fl. 39 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Dessa forma, conforme expresso na NT 092/2011, as “Outras Receitas” foram reclassificadas em dois grupos: i) receitas inerentes ao serviço de distribuição e ii) outras atividades empresariais, sendo estas últimas subdivididas em atividades complementares e atividades atípicas. Reforça-se e enfatiza-se que, no entendimento da ANEEL, receitas inerentes ao serviço não são outras atividades empresariais e, portanto, o tratamento proposto não decorre do disposto na cláusula primeira dos Contratos de Concessão.

Esclarecido esse ponto, analisa-se o aparente conflito nos contratos de concessão, em especial a subcláusula quinta da cláusula primeira, que prevê o compartilhamento dos ganhos decorrentes de outras atividades. No entanto, considerando que as receitas de ultrapassagem de demanda e de excedente de reativos não são oriundas de outras atividades empresariais, estas não estão sujeitas a essa condição contratual.

Ainda, conforme disposto na Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, a avaliação dessas receitas no momento da revisão tarifária pretende apenas estabelecer o reequilíbrio econômico-financeiro das concessões, observando a compatibilidade entre receitas e despesas, portanto destiná-las à modicidade tarifária, total ou parcialmente, quando couber, é coerente ao se assumir que suas despesas já estão cobertas pela atividade regulada.

As receitas advindas da ultrapassagem de demanda e do excedente de reativos são associadas ao uso da rede e são devidas apenas pelo consumidor que infringir o limite estabelecido pela ANEEL. Ocorre que a remuneração da rede e sua manutenção e operação estão plenamente cobertos pela tarifa, portanto, a natureza dessas receitas não tem por objetivo ser compensatória à distribuidora, a sua finalidade, conforme enfatizado na NT nº 092/2011, é o incentivo ao melhor uso da rede. Eventuais despesas não cobertas pela tarifa serão adequadamente tratadas, conforme será visto mais adiante.

Ainda, não se confunde o incentivo ao melhor uso da rede (e consumo eficiente) com a opção do consumidor de pagar pela ultrapassagem e excedente de reativos com vistas à redução de seu custo com energia elétrica. É certo que, ao reverter para a modicidade tarifária, todos os consumidores serão beneficiados, inclusive quem os paga, mas a relação entre o que se paga e o quanto será revertido é bastante desigual; paga-se muito mais que o montante a ser revertido. A possibilidade de incentivo perverso para que haja aumento das transgressões por parte do consumidor é improvável e implausível.

A respeito da sistemática de cálculo dessas receitas, diversos dispositivos regulamentaram a questão. A título ilustrativo, entre 2000 e 2010 a ultrapassagem de demanda foi regida pela Resolução nº 456/2000, cujas regras estavam assim dispostas:

“Art. 56. Sobre a parcela da demanda medida, que superar a respectiva demanda contratada, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, caso aquela parcela seja superior aos limites mínimos de tolerância a seguir fixados:

I - 5% (cinco por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV; e

II - 10% (dez por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

Fl. 40 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

§ 1º A tarifa de ultrapassagem aplicável a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, será correspondente a 3 (três) vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

§ 2º O procedimento descrito neste artigo deverá ser aplicado sem prejuízo do disposto no art. 31, que trata do aumento de carga.

§ 3º Quando inexistir o contrato por motivo atribuível exclusivamente ao consumidor e o fornecimento não estiver sendo efetuado no período de testes, a concessionária aplicará a tarifa de ultrapassagem sobre a totalidade da demanda medida”.

Isso significa que, ao ultrapassar a demanda contratada nos limites estabelecidos, o consumidor deveria pagar 3 vezes a tarifa normal a título de ultrapassagem. Tal fórmula de cálculo, definida pela ANEEL, foi modificada na Resolução Normativa nº 414/2010 conforme expresso a seguir:

“Art. 93. “Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem conforme a seguinte equação:

$$D_{ULTRAPASSAGEM}(p) = [PAM(p) - PAC(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(p)$$

Parágrafo único. Não se aplica o disposto no caput às unidades consumidoras da subclasse tração elétrica, de responsabilidade de um mesmo consumidor e que operem eletricamente interligadas, quando da indisponibilidade no fornecimento por razões não atribuíveis ao consumidor, observando-se que:

- I – restringe-se ao período de duração da indisponibilidade, acrescido de tolerância a ser definida em acordo operativo para o período que anteceder e pelo que suceder a indisponibilidade; e
- II – é restrita ao montante de demanda declarado à distribuidora, conforme estipulado no art. 20.”

Conforme as novas regras de cálculo, o valor que o consumidor irá pagar não se altera, a principal mudança refere-se ao montante que é destinado à ultrapassagem. De 3 vezes, passou-se a destinar 2 vezes o valor da tarifa para pagamento de ultrapassagem de demanda, o restante (1 vez) receberá tratamento de faturamento regular.

Alteração semelhante ocorreu com o pagamento pelo excedente de reativos, a fórmula de cálculo prevista na REN nº 456/2000 foi alterada pela ANEEL na REN 414/2010, para a qual a tarifa deixou de ser aquela aplicável ao fornecimento em cada posto tarifário e foi estabelecida como um valor de referência equivalente à tarifa de Energia “TE” aplicável ao subgrupo B1, por exemplo.

Assim, em ambas as situações, observa-se que a ANEEL alterou o cálculo das receitas definidas, inicialmente, pela Resolução Normativa nº 456/2000. Não há, portanto, relação entre o método de apuração dessas receitas (ou sua destinação) e a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro à época da assinatura dos Contratos de Concessão, sejam aqueles Contratos que passaram por licitação ou não. No entanto, diversas concessionárias pleiteiam a preservação do regramento inicial entre a Administração e o contratado e, conseqüentemente, preservação da condição efetiva da proposta. A ANEEL é a responsável pelo cálculo das receitas, por meio de Resolução, que visa incentivar apenas o melhor uso da rede e o consumo eficiente, pois estes já estão cobertos pela tarifa, e não fazem parte, de forma alguma, de equilíbrio inicial a ser mantido.

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

Fl. 41 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

O método também atende ao preconizado no modelo de regime pelo preço, que permite à concessionária a gestão para operar em sua área, assumindo os riscos inerentes ao mercado e gerenciando a concessão conforme sua lógica empresarial, com uma tarifa máxima calculada pela ANEEL.

O princípio que norteia o cálculo da parcela B na revisão é bastante distinto ao que orienta a correção dessa parcela nos reajustes tarifários. Na revisão, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão é redefinido, por meio do cálculo de cada um dos itens que compõem os custos gerenciáveis associados ao serviço regulado, de modo a possibilitar que, ao longo do ciclo, a distribuidora opere segundo os parâmetros de eficiência definidos pelo regulador, em atendimento às diretrizes legais e contratuais vigentes, de regulação por incentivos e modicidade tarifária. Já no reajuste tarifário a parcela B é corrigida pelo IGP-M e o fator X. Nota-se que a parcela B não é recalculada, como é feito na revisão tarifária. O reajuste em sua essência atualiza esse custo permitindo à empresa que, conforme sua eficiência empresarial e os riscos do mercado, possa desenvolver suas atividades. O valor de parcela B calculado na revisão é preservado, não é aberto ao longo do ciclo para rediscussões. O fator X, assim como as outras receitas, tem suas regras definidas na metodologia de revisão tarifária.

Ainda com relação aos argumentos jurídicos contrários à captura das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo, que comprovariam o desrespeito da metodologia proposta às cláusulas econômicas do contrato de concessão, bem como a quebra do seu equilíbrio econômico-financeiro inicial, foi solicitado parecer da Procuradoria Geral da ANEEL, do qual destacamos os trechos abaixo:

“21. O arcabouço normativo que circunda a Tarifa de Ultrapassagem nos permite afirmar que um dos escopos da sua instituição é desestimular a subcontratação, desencorajando os consumidores a declararem uma demanda inferior à demanda real, uma vez que esse tipo de atitude prejudica o planejamento da concessionária e compromete a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

22. A aludida finalidade, todavia, não é a única e nem a principal a que se destina a unidade tarifária. É que embora a tarifa de ultrapassagem possua um valor três vezes, mais caro que o da tarifa convencional, e com isso desestime a subcontratação, não se pode afastar sua natureza de contraprestação.”

“28. Na redação originária do contrato de concessão, não se exclui da receita anual de fornecimento e da receita anual de suprimento as receitas concernentes à ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, o que afasta a idéia de alteração da condição original do contrato, nos termos do artigo 37, XXI, da CR.

29. Convém destacar que, mesmo após a assinatura do aditivo, o que resta vedado é que se considere as receitas aludidas quando do reajuste tarifário. Nada impede que estas sejam consideradas quando da revisão tarifária.”

31. Ora, partindo das premissas acima, se cuida de prestação de serviços e não havendo vedação contratual, penso ser possível a captura pretendida pela SRE quando das revisões tarifárias.”

Com base nos argumentos expostos acima, a Procuradoria Geral da ANEEL conclui pela legalidade da proposta metodológica apresentada na AP 040/2010 para a captura das receitas de ultrapassagem de

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

Fl. 42 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

demanda e excedente de reativo. Além disso, esclarece a Procuradoria que a decisão do regulador quanto à forma e o momento de considerar essas receitas nas revisões tarifárias são tipicamente discricionários, pois se insere no contexto de evolução do marco regulatório, conforme destacado abaixo:

“38. Por outro lado, entendo mister ressaltar que sempre foi facultado à administração pública considerar nas revisões tarifárias as receitas referentes à tarifa de ultrapassagem e excedente de reativos. Leia-se: facultado. Assim, cabe à ANEEL, por motivos de conveniência técnica, eleger o momento oportuno para tanto, o que faz por meio do presente processo e com base na regulação por incentivos.”

Com relação à base de dados para a definição das receitas a serem compartilhadas, cabe esclarecer que na revisão tarifária o auxílio dos dados históricos é capaz de contribuir para o dimensionamento do quadro futuro, por ser a melhor informação disponível. Na 1ª fase da AP 040/2010 foi proposto o uso da média histórica do último ciclo como referência. Já na 2ª fase, substituiu-se a média do último ciclo pelo montante arrecadado no último ano tarifário, de forma a considerar as mudanças advindas da REN nº 414/2010.

Conforme citado anteriormente, o histórico auxilia o dimensionamento futuro, mas não necessariamente apresenta com exatidão o que nele ocorrerá. Portanto, o uso do histórico é uma referência, que no caso dessa metodologia de revisão tarifária torna-se um parâmetro regulatório. De fato, o que se observa com esse tipo de consideração é que o projetado não corresponde ao realizado, podendo variar para mais ou para menos, mas é uma boa medida de projeção.

Sendo assim, não pode prosperar a tese de que o uso do histórico dos últimos 12 meses poderá afetar o equilíbrio da empresa, uma vez que o valor seria mantido durante o ciclo e, dessa forma, seria uma meta. Trata-se de parâmetro e não uma meta, dimensionado conforme dados históricos. Justamente por ser um parâmetro e não ter a pretensão de ser exato na projeção em 100% para o ciclo, o regime pelo preço é plenamente preservado na metodologia proposta.

Assim, todas as cláusulas econômicas dos contratos de concessão estão preservadas pela metodologia proposta, pois a ANEEL utiliza a sua discricionariedade para elaboração da metodologia de revisão, cumprindo todo o arcabouço constitucional, legal e regulamentar a que está sujeita, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras conforme previsto em contrato. De maneira alguma ocorre alteração unilateral do Contrato de Concessão.

Toda essa exaustiva discussão, que ocorreu em 2 fases de uma mesma audiência pública, atende justamente a outro pleito dos agentes, que é a discussão em uma audiência pública específica, de modo a definir a destinação das receitas oriundas de ultrapassagem e excedente de reativos. Não é razoável que se discuta em outra AP o mesmo tema que tem sido discutido desde agosto de 2010 até a presente data. Também não é sensato adiar para o próximo ciclo o tratamento dessas receitas, tendo em vista todas as discussões e avanços obtidos nessa metodologia do 3CRTP. Dessa forma, a reversão para a modicidade tarifária ocorrerá em todo o ciclo, segundo as regras aprovadas na metodologia proposta na AP 040/2010.

A discussão acerca da edição da REN 414/2010 quanto à alteração da forma de cálculo das receitas destinadas à modicidade tarifária também deve ser analisada, tendo em vista a sua repercussão ao longo do ciclo. Conforme amplamente exposto nessa análise, a ANEEL alterou, segundo sua discricionariedade, a

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

Fl. 43 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

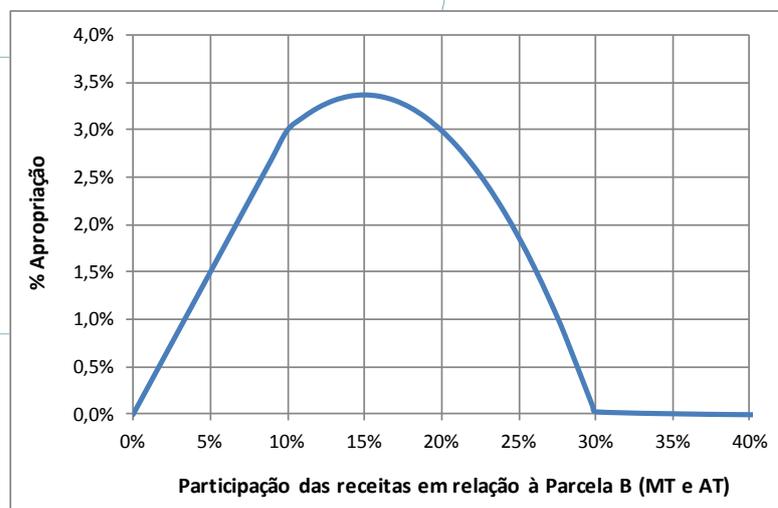
fórmula de cálculo da ultrapassagem e excedente de reativos. A data da publicação da resolução é 15/09/2010, anterior, portanto, aos processos de revisão tarifária.

Para um tratamento isonômico entre todas as concessionárias, é importante que todas as empresas tenham a apuração dessas receitas segundo a mesma equação. No entanto, para a consecução de tal assertiva, o histórico dos últimos doze meses para as empresas com data de revisão anterior à 15/09/2011 incluirá dados apurados conforme a sistemática prevista na REN 456/2000.

Assim, com vistas a superar esse problema, a alternativa para as empresas com revisão tarifária em data anterior a 15/09/2011 é anualizar a média da receita arrecadada entre outubro de 2010 e data da revisão. Para as demais empresas, aplica-se a regra da arrecadação nos 12 meses anteriores à data da revisão tarifária.

Ainda, conforme enfatizado na NT 092/2011, pela sistemática do cálculo do percentual de reversão, para o mercado de baixa tensão, não é possível verificar a mesma correlação entre o mercado e o pagamento de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. Com o advento da medição eletrônica e o seu uso em larga escala pelas distribuidoras, é possível que essa correlação aumente. No entanto, para fins do 3CRTP, tal hipótese não será considerada haja vista a baixa ocorrência de arrecadação dessas receitas em relação ao mercado BT. Sendo assim, o cálculo do compartilhamento continuará a ser feito considerando a relação entre a receita nos 12 meses anteriores à revisão e a Parcela B associada ao mercado de AT e MT.

Outra importante análise se refere aos percentuais de apropriação da empresa sobre a receita advinda de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, de tal maneira que a função de compartilhamento com a modicidade tarifária seja obtida a partir da primeira. Sob essa ótica, a apropriação será dada pela porção restante da receita compartilhada. Num exemplo hipotético, o compartilhamento de 80% da receita significa que a distribuidora apropriará 20%. A partir desse dado, é possível calcular o percentual de apropriação em relação à receita de parcela B associada ao mercado AT e MT. Nesse sentido, com base na proposta constante na NT 092/2011 é possível traçar a curva de percentual de apropriação da receita de parcela B em função de U, conforme segue:



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

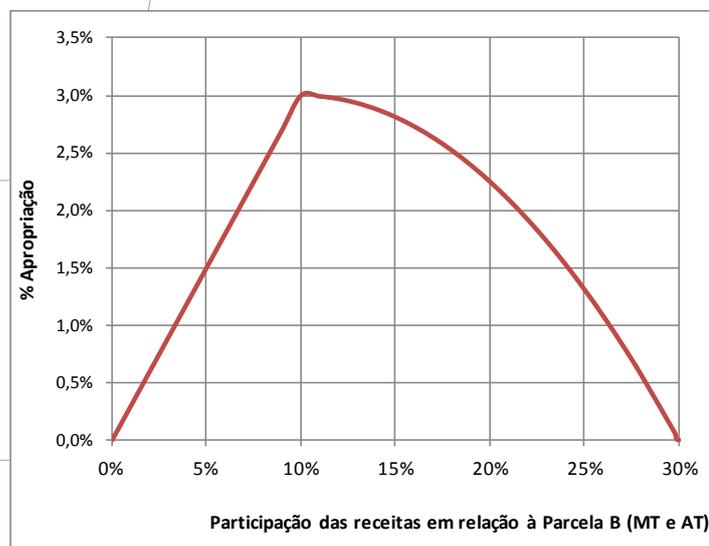
Fl. 44 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Do gráfico, é possível perceber que, na metodologia proposta, a apropriação percentual máxima de receita pela concessionária ocorreria no ponto (15%; 3,375%). Isso significaria um incentivo à concessionária para que se aproximasse desse ponto na revisão tarifária, de modo a aumentar a receita que ficaria em sua propriedade.

Ainda, a proposta da segunda fase da AP procurou criar incentivos às empresas, de modo que o percentual de U fosse continuamente reduzido. Assim, para as empresas cujas participações das receitas em relação à Parcela B (MT e AT) se situassem entre 10% e 30%, a cada 1% de redução da receita haveria 1,5% de ganho na parcela destinada à empresa. Para valores inferiores a 10%, o compartilhamento seria fixo em 70%, enquanto para valores superiores a 30%, haveria destinação total à modicidade tarifária.

Assim, como apresentado entre as contribuições de aprimoramento da proposta, o efeito produzido pela proposta é de incentivo a busca pelo ponto de 15%, e ainda, reduções abaixo de 15%, do eixo x, não seriam observadas, pois se situam abaixo do limite superior da curva de apropriação.

Dessa forma, de modo a tornar a proposta submetida à AP coerente ao propósito do regulador, de incentivar continuamente a redução das receitas de ultrapassagem e excedente de reativos, foi construída nova curva para apropriação dessa atividade pelas concessionárias de energia, conforme segue:



A curva permite que a concessionária aumente sua participação sobre as receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos ao tempo que se preocupe em estabelecer ações/processos que permitam o decréscimo dos montantes totais arrecadados, conforme pretendido inicialmente. A curva de apropriação obedece à seguinte função:

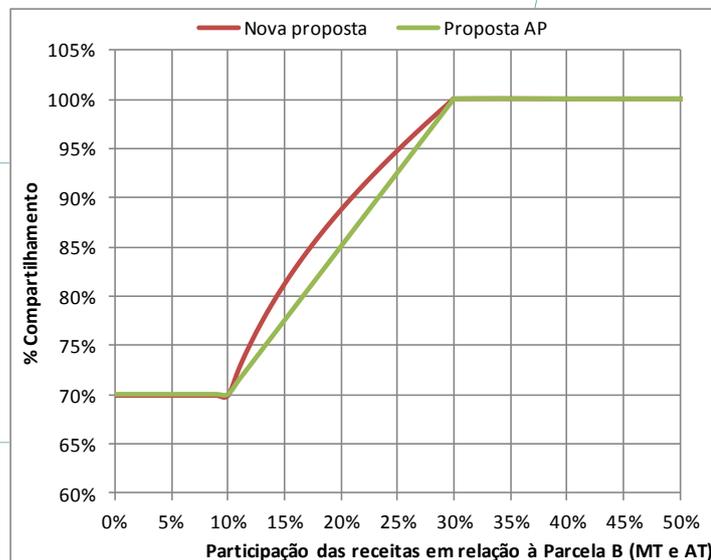
$$\text{Apropriação o [\%]} = \begin{cases} 30\% \times U, & \text{se } U \leq 10\% ; \\ - 75\% \times U^2 + 15\% \times U + 2,25\% , & \text{se } 10\% < U \leq 30\% ; \\ 0\% , & \text{se } U > 30\% . \end{cases}$$

Fl. 45 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Aplicando esse resultado à função de compartilhamento, chega-se à seguinte equação:

$$\text{Compartilhamento [\%]} = \begin{cases} 70\% , \text{ se } U \leq 10\% ; \\ 85\% + 75\% \times U - \frac{2,25\%}{U} , \text{ se } 10\% < U \leq 30\% ; \\ 100\% , \text{ se } U > 30\% . \end{cases}$$

O resultado pode ser expresso na curva a seguir, comparando-se a proposta colocada na AP e o resultado da análise. O que se observa é uma curva ligeiramente abaulada acima da curva proposta na AP, mas que traduz corretamente os incentivos perseguidos pela ANEEL.



Finalmente, o percentual de compartilhamento, encontrado acima, será aplicado sobre a receita total arrecadada após a dedução das despesas não cobertas pela tarifa, para fins de reversão dessas receitas à modicidade tarifária.

Nesse caso, o percentual regulatório de 3,5%, definido para todas as concessionárias, será deduzido do montante total arrecadado. Esse percentual tem por objetivo evitar que ultrapassagens na área de concessão da distribuidora resultem em despesas adicionais de transmissão (ultrapassagens na Rede Básica), sem que sejam suportados apenas pela concessionária, ao tempo que pretende incentivar uma contratação eficiente na Rede Básica, para aquelas empresas que possuem nível acima do regulatório.

Fl. 46 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

II – Reserva de capacidade

1ª fase da AP 040/2010

Contribuições da CPFL Energia

“A despeito da inviabilidade jurídica de implantação da proposta, o grupo CPFL Energia demonstra que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e reserva de capacidade não devem ser alocadas para a modicidade tarifária, e muito menos no seu valor total conforme proposto pela ANEEL. Ao contrário da argumentação da ANEEL, as distribuidoras possuem despesas e riscos associados à estas atividades, pelas quais não seriam remuneradas/ressarcidas no caso do repasse das receitas à modicidade tarifária. Além disso, as receitas existem como forma de compensação dos riscos e penalidades associados à estas atividades, que são exógenas a gestão das distribuidoras”.

Contribuição da Elektro

“[...] o usuário deverá pagar apenas pelo número de dias utilizados. Contudo a distribuidora deve pagar à rede básica pela utilização de um mês inteiro, independente se a usina utilizou a reserva de capacidade por um período inferior

[...]

Propõe-se excluir as receitas associadas a: (i) ultrapassagem de demanda, (ii) excedente de energia reativa, (iii) reserva de capacidade e (iv) encargos de conexão dos itens considerados para apuração de outras receitas”.

Contribuição da Rede Energia

“[...] as receitas provenientes da reserva de capacidade procuram compensar às concessionárias pelo aumento de risco e ocupação da sua rede.

[...]

Posto isto, a REDE ENERGIA sugere que as receitas com a reserva de capacidade não devem ser consideradas como “Outras receitas” para fins de modicidade tarifária para compensar o aumento de risco e ocupação da sua rede”.

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemig

“[...] a contratação da reserva de capacidade é algo eventual e singular, não havendo como o Regulador prever qual será o custo do concessionário com a prestação do serviço em apreço.”

“Nesse sentido, reverter para a modicidade tarifária as receitas das concessionárias destinadas ao ressarcimento de seus custos, retirará destas, a remuneração por um serviço prestado, desequilibrando econômica e financeiramente o Contrato de Concessão, desrespeitando, ainda, a sistemática do serviço pelo preço, então vigente no atual modelo do setor elétrico brasileiro”.

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

Fl. 47 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Copel

“[...] de acordo com o contrato, apenas deverá ser convertida à modicidade tarifária as receitas advindas de outras atividades empresárias exercidas pela concessionária, desde que autorizadas pela ANEEL. Sendo assim, entende-se que são excluídas dessa captura receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, tais como ultrapassagem de demanda, excedente reativo e reserva de capacidade. Além disto, a referida cláusula ainda prevê que as receitas sejam parcialmente destinadas à modicidade tarifária, o que contraria, novamente, a proposta da ANEEL”.

Contribuição da Daimon

“Além dos custos para o atendimento às solicitações, análises técnicas e ações na operação do sistema quando a demanda contratada for utilizada, a concessionária assume o risco de perda de receita por não poder suprir aquele montante para outros eventuais consumidores”.

Contribuição da Elektro

“O valor a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade pelo uso dos sistemas elétricos de distribuição é calculado conforme artigo 5º da REN 371/1999. Este artigo estabelece que o usuário deve pagar apenas pelo número de dias utilizados. Por outro lado, para atender os contratos de reserva de capacidade de seus clientes conectados às DIT (100% dos casos da Elektro), a distribuidora deve contratar uso flexível da rede básica, conforme REN 399/2010. Neste caso, a distribuidora deve pagar às transmissoras pela utilização da rede básica valor correspondente a um mês inteiro, independente se a usina utilizou a reserva de capacidade por um período inferior.

Como consequência, a distribuidora terá que pagar pelo uso da transmissão, na maioria das situações, valor maior que a receita advinda da reserva de capacidade.

Portanto, nestes casos, não cabe a captura dos valores recebidos a título de reserva de capacidade, mas a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, com o repasse tarifário da diferença entre os valores pago e recebido”.

Contribuição da Neoenergia

“[...] dado o caráter extraordinário e emergencial dessa receita, fica incompatível com a forma de repasse proposto pela ANEEL, pois ao analisar 12 meses anteriores à revisão, haverá um estabelecimento de uma espécie de “meta regulatória”, que se não atingida prejudicará o equilíbrio econômico e financeiro, ou seja, supondo que em 12 meses anteriores tenha havido um dado mercado, por sua natureza extraordinária e eventual, não se pode garantir que esse mercado ocorrerá nos 5 anos seguintes.

[...]

Dessa forma, em função do caráter emergencial, propomos a não consideração da receita de reserva de capacidade como outras receitas.”

Fl. 48 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Rede Energia

“[...] não faz sentido contabilizar a receita advinda da Reserva de capacidade realizada nos 12 meses anteriores à revisão tarifária e assumir que a mesma irá se repetir no futuro, dado o caráter extraordinário e emergencial dessa atividade, o que vem potencializar o risco de desequilíbrio econômico e financeiro caso o patamar da receita não seja reproduzido.”

Avaliação da SRE

Diferentemente das demais receitas inerentes, a reserva de capacidade é uma receita com características de ocorrência variável conforme o ano. Em função disso, a sua consideração como item de outras receitas na revisão tarifária pode não ser a melhor opção. Tal assertiva não significa que há impossibilidade jurídica, técnica ou econômica para fazê-lo, ao contrário, é possível e não deve ser descartada como alternativa de tratamento dessa receita.

Conforme exposto na Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, a reserva de capacidade proporciona receitas inerentes ao próprio serviço de distribuição, regulado por sua natureza, cujas despesas incorridas estão contempladas na receita do serviço. Isso não quer dizer que os custos são zero, pois para a prestação de qualquer serviço há custos envolvidos. No entanto, os custos estão cobertos pela tarifa calculada pela ANEEL.

É um serviço cujas tarifas são estabelecidas nos processos tarifários e o pagamento é feito de forma proporcional à utilização mensal. No entanto, não há diferenciação entre consumidores de uma classe por suas características de consumo, assim não há motivos de se diferenciar o consumidor intenso de energia ou o eventual consumidor.

Portanto, por ser mais coerente às suas características, a receita de reserva de capacidade não será tratada na revisão tarifária como “Outras Receitas”, mas incorporada às informações de receita de fornecimento para os devidos cálculos em cada processo de reajuste anual tarifário.

III – Encargos de conexão

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemig

“Para preservar o cálculo da receita presumida de desvios grosseiros, com prejuízos significativos para a concessionária, é imprescindível que o regulamento leve em consideração tão somente os valores de encargos auferidos no último ano anterior à Revisão Tarifária”.

Fl. 49 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição do CONCEN

“Fica claro que os Encargos de Conexão estão inteiramente cobertos pela tarifa, ou seja, está integralmente remunerado. Assim, conclui-se que o percentual de 100% é o que melhor reflete na modicidade tarifária”.

Contribuição da Elektro

“Os encargos de conexão estão relacionados à quantidade de consumidores do grupo A e a distribuidora é a responsável técnica, inclusive pela coleta dos valores medidos e envio à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [...]”.

[...] Assim, cada distribuidora é obrigada a adotar a solução mais adequada em sua área de concessão a fim de garantir a qualidade na transmissão dos dados.

[...]

Propõe-se excluir as receitas associadas a: (i) ultrapassagem de demanda, (ii) excedente de energia reativa, (iii) reserva de capacidade e (iv) encargos de conexão dos itens considerados para apuração de outras receitas”.

Contribuição da Rede Energia

“A REDE ENERGIA considera que os custos das atividades complementares com preços negociados estão sobre dimensionados cujos percentuais em relação as respectivas receitas apuradas não chegam a alcançar 10%, valor que a REDE ENERGIA solicita para fins de transferência para a modicidade tarifária das atividades complementares com preços negociados, como ilustrado na Tabela [...]”.

Atividades Complementares com Preços negociados	Receita Apurada (i)	Despesa Regulatórias (ii)	Lucro Regulatório (iii)=(i) + (ii)	Transferência p/ Modicidade =(iii)* 50%
Compartilhamento de Infraestrutura	100,0%	10,0%	110%	55%
Comunicação	100,0%	10,0%	110%	55%
Encargos de conexão	100,0%	10,0%	110%	55%

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemig

“[...] a própria ANEEL reconhece que as receitas auferidas através dos encargos de conexão prestam-se ao ressarcimento dos custos incorridos nas atividades associadas ao serviço de distribuição. Nesse sentido, não é correto reverter para a modicidade tarifária a receita das concessionárias destinadas à ressarcimento destes custos, sem que sejam remunerados de alguma forma na receita requerida da concessionária.”

Avaliação da SRE

Assim como exposto na Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, o encargo de conexão proporciona receitas

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

Fl. 50 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

inerentes ao próprio serviço de distribuição, regulado por sua natureza, cujas despesas incorridas estão contempladas na receita do serviço. Isso não quer dizer que os custos são zero, pois para a prestação de qualquer serviço há custos envolvidos. No entanto, os custos já estão cobertos pela tarifa calculada pela ANEEL.

Ou seja, não há custos adicionais com a operação e manutenção dos ativos associados à prestação desse serviço, pois estão previstos nos custos operacionais da concessionária. Além disso, não foram apresentadas justificativas que comprovassem, adequadamente, a existência de custos adicionais não cobertos. Dessa forma, não há motivos para que a receita seja excluída do cálculo das outras receitas.

IV – Serviços cobráveis

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Abrace

“Solicitação de maior transparência na fonte de dados e nos custos a serem considerados para apuração da receita líquida. Uma vez que a Empresa de Referência considera todos os custos envolvidos na atividade regulada, a ANEEL deve se atentar para que não incorra duplicidade na sua aplicação.”

Contribuição da Cemar

“[...] é então necessário restituir o valor deduzido a título de Serviços Cobráveis antes dessa atualização, ou seja, o redutor do valor da ER que consta da rubrica “Custos Adicionais” referente aos serviços cobráveis deve ser excluído do valor da ER da atualização.”

Contribuição da Cemig

“[...] é necessário que no 3º CRTP no processo de movimentação dos custos operacionais estabelecidos no 2º CRTP pelo método da Empresa de Referência, seja retificado o abatimento das receitas dos Serviços Cobráveis aplicado àquela época. A retificação se faz necessária, pois prevalecendo a proposta de captura das receitas líquidas dos Serviços Cobráveis verificadas pelas distribuidoras, ocorrerá a dupla redução dos valores para a modicidade tarifária.

No que tange ao tratamento dos custos incorridos é necessária a devida cautela ao realizar essa análise, pois a ANEEL relaciona no item 47 todos os serviços cobráveis previstos no artigo 102 da Resolução 414/2010 como serviços taxados, totalizando 13 itens. A análise aprofundada da questão permite verificar que mais de 50% desses itens não tem seu custo reconhecido na ER do 2º CRTP”.

Contribuição da Endesa

“[...] as receitas advindas de serviços cobráveis foram abatidas nos custos da Empresa de Referência no 2º CRTP. Assim, se há a reversão integral, a concessionária irá reverter à modicidade em duplicidade. Para

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

Fl. 51 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

evitar esta devolução em duplicidade há necessidade de restituição na empresa de referência do valor deduzido a título de serviços cobráveis”.

Contribuição da Neoenergia

“[...] as receitas advindas de serviços cobráveis foram abatidas nos custos da Empresa de Referência no 2o CRTP. Assim, se há a reversão integral, a concessionária irá reverter à modicidade em duplicidade. Dessa forma, considerando a metodologia proposta para os Custos Operacionais, onde na 1ª Fase a Empresa de Referência definida no 2º CRTP é atualizada para o 3º Ciclo, é então necessário restituir o valor deduzido a título de Serviços Cobráveis antes dessa atualização”.

Avaliação da SRE

Conforme proposto na Nota Técnica nº 092/2011-SRE/ANEEL, a reversão dos serviços cobráveis para a modicidade tarifária no 3CRTP ocorrerá nas “Outras Receitas”. É importante elucidar nessa proposta que o valor reconhecido na empresa de referência do 2CRTP deverá ter os serviços cobráveis dali deduzidos, já que estes serão tratados como Outras Receitas.

A proposta para o 3CRTP simplesmente realoca a forma de reversão dos serviços cobráveis, que deixa de ser considerada nos custos operacionais e passa a ser deduzido em “Outras Receitas”. Em função disso, para que não haja duplicidade na reversão dessas receitas, o valor de serviços cobráveis deduzidos na empresa de referência do 2CRTP (na conta de Custos Adicionais) deverá novamente incorporado para atualização dos custos operacionais.

V – Compartilhamento de infraestrutura

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Celesc

“[...] o percentual de 90% (noventa por cento) a ser deduzido da receita líquida auferida pela concessionária com compartilhamento de infra-estrutura, (...), o qual representa um desestímulo ao desenvolvimento desta atividade.

Diversos e dispendiosos são os custos envolvidos, principalmente com tempo e mão-de-obra, anulando qualquer possível resultado financeiro.

Além disto, o descumprimento de obrigações pelas empresas que compartilham postes acarretam uma série de despesas adicionais, como os atrasos e/ou reprogramação de obras e serviços de desligamento, gerando transtornos aos clientes e conseqüentes reclamações.

A fim de estimular a continuidade do serviço de compartilhamento de infra-estrutura e, por conseqüência, a continuidade desta receita, propomos equilibrar a aplicação do seu resultado financeiro, destinando 50% (cinquenta por cento) do faturamento para a modicidade tarifária e os 50% (cinquenta por cento) restantes para a concessionária”.

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

Fl. 52 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Celg

“50% da receita líquida real de compartilhamento de infraestrutura serão revertidas à modicidade tarifária, enquanto os outros 50% será atribuído à concessionária [...].

[...] faz-se necessário a busca do equilíbrio, tendo em vista que a estrutura de gestão do compartilhamento e os custos estão onerando a empresa substancialmente. No entanto, se continuar na condição até então praticada desestimulará a atuação das concessionárias e beneficiará as Operadoras e Provedores de Serviços de Telecomunicações que procuram transferir as responsabilidades para as concessionárias, na medida em que deixem de cumprir com suas obrigações técnicas e operacionais”.

Contribuição da Cemig

“[...] a proposta de captura de 90% desta receita desestimula sobremaneira o compartilhamento desses ativos, além de colocar os consumidores de energia elétrica, contribuindo com a infraestrutura e conseqüentemente a melhoria da rentabilidade das empresas de telecomunicação, enquanto a Distribuidora é penalizada com a maioria dos ônus do compartilhamento.

Diante de tantos inconvenientes apontados e que provocam custos adicionais, cuja mensuração não é trivial e do desestímulo provocado pela proposta da audiência pública para compartilhar seus ativos, a CEMIG propõe a alteração da proposta para que na apuração do lucro líquido sejam consideradas despesas adicionais de 60% da receita líquida. Desta forma, aplicando-se a metodologia proposta, que destina 50% do lucro líquido à modicidade tarifária, o percentual de 20% será deduzido da receita líquida auferida pela concessionária”.

Contribuição da Copel

“A Proposta da Copel vem no sentido de que os benefícios das negociações entre as empresas, quando do compartilhamento dos postes, se dê pela divisão equânime do faturamento líquido entre a concessionária e os consumidores do serviço público de distribuição de energia elétrica, destinando-se 50% (cinquenta) deste faturamento para a modicidade tarifária. Quanto as despesas, estas devem ser da ordem de 50%, resultando no repasse total de 75% da receita líquida auferida, conforme estudos desenvolvidos pela Copel, que poderão ser disponibilizados caso haja interesse desta agência”.

Contribuição da Light

“[...] a proposta da ANEEL de reverter 90% das receitas auferidas pelas concessionárias com o compartilhamento de infraestrutura para a modicidade tarifária: (i) onera indevidamente a prestação do serviço, pois as distribuidoras arcarão com diversos custos adicionais não cobertos pelos custos regulatórios e (ii) desestimula o compartilhamento de infraestrutura.

Desta forma, a Light propõe que seja considerado como despesa adicional o equivalente a 40% da receita líquida. Como a ANEEL propõe o compartilhamento de 50% do lucro, que neste caso seria de 60% da receita líquida, o percentual a ser revertido para fins de modicidade tarifária deve ser 30% da receita líquida do serviço”.

Fl. 53 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Contribuição da Rede Energia

“A REDE ENERGIA considera que os custos das atividades complementares com preços negociados estão sobre dimensionados cujos percentuais em relação as respectivas receitas apuradas não chegam a alcançar 10%, valor que a REDE ENERGIA solicita para fins de transferência para a modicidade tarifaria das atividades complementares com preços negociados, como ilustrado na Tabela [...]”.

Atividades Complementares com Preços negociados	Receita Apurada (i)	Despesa Regulatória (ii)	Lucro Regulatório (iii)=(i) + (ii)	Transferência p/ Modicidade =(iii)* 50%
Compartilhamento de Infraestrutura	100,0%	10,0%	110%	55%
Comunicação	100,0%	10,0%	110%	55%
Encargos de conexão	100,0%	10,0%	110%	55%

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemig

“[...] nem todos os custos foram contemplados quando da formação dos preços pelas Distribuidoras para a efetivação do compartilhamento, pois não se tinha com clareza todas as implicações e despesas decorrentes da assinatura dos contratos com os usuários e que atualmente são reais, inerentes e efetivamente experimentados pelas concessionárias distribuidoras [...]”

“[...] a Cemig D propõe que seja destinado o percentual de despesas adicionais de 20% (vinte por cento) da receita líquida, integralmente à modicidade tarifária, sendo o percentual de 60% (sessenta por cento), deduzido da receita líquida auferida pela concessionária.”

Contribuição da Light

“[...] a Light demonstrou que nem todos os custos relacionados ao compartilhamento de infraestrutura estão contemplados tarifariamente. Se considerarmos que apenas 50% desses custos estão contemplados tarifariamente, então a concessionária deve apropriar-se de 50% da receita líquida.

“[...]”

“Desta forma, a Light propõe que o percentual da receita líquida auferida com o compartilhamento de infraestrutura a ser revertido para fins de modicidade tarifária seja de 50%, ao invés de 90%, como propõe a ANEEL”.

“Finalmente, a Light ratifica que o cálculo da reversão das receitas deve envolver os valores arrecadados durante o Ano Teste, como afirma a Nota Técnica nº 092/2010, ao invés dos valores faturados, pois haveria reversão de grandezas que não seriam de fato recebidas pela concessionária.”

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

Fl. 54 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Avaliação da SRE

O percentual de 90% deduzido da receita líquida auferida pela concessionária segue o percentual já adotado na metodologia do ciclo anterior de revisão tarifária. Tal valor mostrou-se adequado e atende aos comandos disciplinados na legislação setorial e contratos de concessão, na medida em que permitem que a empresa se beneficie das receitas advindas do compartilhamento da infraestrutura, cobertos pela tarifa, e ao mesmo tempo repasse ao consumidor parte desses ganhos.

Os preços da estrutura a ser compartilhada são definidos pela concessionária e por ela negociados caso a caso. No entanto, os custos são cobertos pelo modelo adotado pela ANEEL para definição dos custos operacionais regulatórios.

Inicialmente, é importante ressaltar que lembrar que a Empresa de Referência não é exaustiva quando relaciona as atividades que definem as despesas operacionais no segundo ciclo de revisões tarifárias, portanto, não detalhar alguma atividade de compartilhamento não significa assumir que essa despesa não está coberta. Nesse sentido, há compatibilidade entre o valor total da Empresa de Referência, que define os custos operacionais eficientes, e o nível adequado para operação e manutenção de uma concessão de distribuição, o que incluía, certamente, os custos com essas atividades.

Além disso, a definição dos custos operacionais regulatórios será aperfeiçoada no 3º ciclo, por meio da aplicação de técnicas de *benchmarking*. Assim, considerando que todas as concessionárias contabilizam despesas de compartilhamento de infraestrutura, pode-se assumir que a meta proposta considerará os custos eficientes com essas atividades, portanto, estes já estarão cobertos pela tarifa, o que não justifica a definição de despesas adicionais. Portanto, o pleito não será acatado, mantendo-se o 90% destinado à modicidade tarifária.

VI – Publicidade

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Rede Energia

“[...] a REDE ENERGIA solicita a inclusão de despesas regulatórias associadas as atividades de Arrecadação de convênios e Publicidade conforme atesta a Tabela adiante”.

Fl. 55 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Atividades Atípicas	Receita Apurada (i)	Despesa Regulatórias (ii)	Lucro Regulatório (iii)=(i) - (ii)	Transferencia p/ Modicidade =(iii)* 50%
Serviços de Consultoria	100,0%	40,0%	60%	30%
Serviços de O&M	100,0%	80,0%	20%	10%
Serviços de Comunicação	100,0%	20,0%	80%	40%
Serviços de Engenharia	100,0%	80,0%	20%	10%
Publicidade	100,0%	0,0%	100%	50%
Arrecadação de convênios	100,0%	0,0%	100%	50%
Outros serviços atípicos	100,0%	80,0%	20%	10%

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemar

"[...] as outras receitas oriundas da atividade de publicidade não devem ser consideradas no 3º CRTP, uma vez que não farão mais parte das receitas auferidas pelas concessionárias."

Contribuição da Endesa

"As Receitas com Publicidade foram vetadas pela Resolução Normativa nº414/2010, sendo assim não será possível a obtenção de receitas provenientes deste serviço, logo não há razão em compartilhamentos com os consumidores."

Contribuição da Neoenergia

"Nesse sentido, as outras receitas oriundas da atividade de publicidade não devem ser consideradas no 3º CRTP, uma vez que não fará mais parte das receitas auferidas pelas concessionárias, independente da verificação de sua realização em períodos anteriores, decorrentes do encerramento dessa atividade."

Contribuição da Rede Energia

"[...] as outras receitas oriundas da atividade de publicidade não devem ser consideradas no 3º CRTP, uma vez que não farão parte das receitas auferidas pelas concessionárias, independente da verificação de sua realização em períodos anteriores, decorrentes do encerramento dessa atividade."

Avaliação da SRE

A Resolução Normativa nº 414/2010 vedou, no art. 120, a possibilidade de veiculação de propagandas comerciais e mensagens político-partidárias na fatura. Apesar da possibilidade de ganhos auferidos previamente à publicação da resolução, durante o 3º CRTP essa receita foi excluída das possibilidades de negócio das distribuidoras.

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

Fl. 56 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Nesse sentido, é prudente que a proposta de compartilhamento de receitas de publicidade seja retirada da metodologia, conforme pleiteado nas contribuições.

VII – Arrecadação de Convênios

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Rede Energia

“[...] a REDE ENERGIA solicita a inclusão de despesas regulatórias associadas as atividades de Arrecadação de convênios e Publicidade conforme atesta a Tabela adiante”.

Atividades	Receita Apurada (i)	Despesa Regulatórias (ii)	Lucro Regulatório (iii)=(i) - (ii)	Transferencia p/ Modicidade =(iii)* 50%
Atípicas				
Serviços de Consultoria	100,0%	40,0%	60%	30%
Serviços de O&M	100,0%	80,0%	20%	10%
Serviços de Comunicação	100,0%	20,0%	80%	40%
Serviços de Engenharia	100,0%	80,0%	20%	10%
Publicidade	100,0%	0,0%	100%	50%
Arrecadação de convênios	100,0%	0,0%	100%	50%
Outros serviços atípicos	100,0%	80,0%	20%	10%

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Endesa

“[...] é importante ressaltar que a REN nº. 414/2010 vedou a celebração de contratos de prestação de serviços para arrecadação na fatura, bem como limitou, até setembro de 2011, a arrecadação dos convênios já existentes. Sendo assim, reverter tais receitas em prol da modicidade tarifária é considerar que elas existirão durante todo o 3º ciclo, o que não ocorrerá de acordo com a nova regulamentação 414/2010.”

Avaliação da SRE

Diferentemente da publicidade, a arrecadação de convênios não foi excluída, mas deverá ser regulamentada em resolução específica, conforme disposto no art. 224 da Resolução Normativa nº 414/2010.

Por essa razão, é incorreta a interpretação de que tais receitas deixarão de ocorrer, haja vista a sua continuidade, respeitando-se as condições expressas na citada Resolução. Diante disso, não há razão para que as receitas decorrentes da Arrecadação de Convênios deixem de ser compartilhadas com o consumidor.

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

Fl. 57 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

Finalmente, não foram apresentadas justificativas que comprovassem, adequadamente, a existência de custos adicionais aos já estabelecidos regulatoriamente, de 20%, portanto, será mantido o percentual de 40% a ser destinado à modicidade tarifária.

VIII – Sistemas de comunicação

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Cemig

“Assim, para fazer frente a tais custos adicionais, cuja apuração não é trivial, além de garantir algum estímulo para o compartilhamento dos ativos, a CEMIG propõe a fixação de despesas adicionais de 40% da receita líquida, na apuração do lucro líquido, sendo integralmente revertidas à modicidade tarifária, o percentual de 30% a ser deduzido da receita líquida auferida pela concessionária”.

Contribuição da Rede Energia

“A REDE ENERGIA considera que os custos das atividades complementares com preços negociados estão sobre dimensionados cujos percentuais em relação as respectivas receitas apuradas não chegam a alcançar 10%, valor que a REDE ENERGIA solicita para fins de transferência para a modicidade tarifária das atividades complementares com preços negociados, como ilustrado na Tabela [...]”.

Atividades Complementares com Preços negociados	Receita Apurada (i)	Despesa Regulatória s (ii)	Lucro Regulatório (iii)=(i) + (ii)	Transferência p/ Modicidade =(iii)* 50%
Compartilhamento de Infraestrutura	100,0%	10,0%	110%	55%
Comunicação	100,0%	10,0%	110%	55%
Encargos de conexão	100,0%	10,0%	110%	55%

Avaliação da SRE

Os sistemas de comunicação serão explorados por pessoa jurídica distinta da concessionária de distribuição. No entanto, sua manutenção e gestão constituem-se de obrigações da distribuidora, já incluídas no preço do serviço regulado. Por esse motivo, estas serão integralmente revertidas à modicidade tarifária, além de 50% do lucro líquido estimado para a atividade.

No caso dos sistemas de comunicação, foram estimados 20% de despesas associadas à atividade. E, além disso, não foram apresentadas justificativas que comprovassem, adequadamente, a existência de custos adicionais aos já estabelecidos regulatoriamente, portanto, será mantido o percentual de 60% a ser destinado à modicidade tarifária.

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

Fl. 58 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

IX – Histórico das receitas

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da AES Brasil

“[...] solicita-se que a ANEEL não utilize a média dos valores arrecadados no último ciclo, mediante justificativa da Concessionária, para casos específicos, a fim de que os montantes considerados pelo Regulador no 3CRTP representem com maior realidade as ‘Outras Receitas’ das Concessionárias para o próximo ciclo tarifário”.

Contribuição do CONCEN

“Para evitar distorções nos valores contabilizados como outras receitas, em razão de se considerar apenas valores históricos presumidos como dispõe a NT, com a evolução projetada dessa receita será possível refletir na modicidade tarifária os valores efetivamente obtidos pelas concessionárias”

Contribuição da Elektro

“Com base nas disposições contratuais e nas fundamentações acima, propõe-se a revisão do critério ex ante para ex post para a apuração dos montantes a serem oferecidos à modicidade tarifária a partir do 4CRTP”.

Contribuição da Endesa

“[...] como a utilização destas receitas é o de incentivar sua realização para contribuir com a modicidade tarifária, torna-se fundamental que a concessionária de distribuição possa no momento de sua revisão tarifária, apresentar seu balanço de receitas e despesas, de modo que a captura para a modicidade tarifária não inviabilize economicamente o serviço”.

Avaliação da SRE

Na 1ª fase da AP 040/2010 foi proposto o uso da média histórica do último ciclo como referência, no entanto, esta foi alterada pelo montante arrecadado no último ano tarifário. Em virtude da edição da Resolução Normativa nº 414/2010, para as empresas cuja revisão tarifária seja anterior a setembro de 2011, a média mensal da receita arrecadada entre outubro de 2010 e data da revisão será anualizada e utilizada como referência.

Fl. 59 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

X – Outros

1ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Fiergs

“[...] As taxas propostas neste 3CRTP, ao contrário do 2CRTP, não repassam para o consumidor toda a receita presumida, isto é, somente parte da diferença entre a receita presumida e o custo dos serviços é repassada ao consumidor”.

Contribuição do Sr. Conrado Buerau

“[...] a forma mais simples de estabelecer este escalonamento pode ser através do estabelecimento de percentuais de captura, que variam em função do tempo em que o serviço é ofertado pelo agente. Inicialmente, quando é necessário investir na venda do novo serviço e as receitas ainda são incertas, não existiria a captura de nenhuma parte. E na medida em que a prática da oferta do serviço vá se consolidando, o percentual de captura poderia ir aumentando. Desta forma, a empresa saberá que poderá investir numa nova oferta de serviço, já que no início do processo toda a receita será de sua propriedade.

A proposta então é de um escalonamento da seguinte forma:

- a) durante os primeiros quatro anos da oferta do serviço: 0% (sem captura)*
- b) nos próximos 4 anos da oferta do serviço: 10% de captura*
- c) nos próximos 4 anos da oferta do serviço: 25%*
- d) a partir do 13º ano da oferta do serviço: 50% (estágio de maturidade)”.*

2ª fase da AP 040/2010

Contribuição da Neoenergia

“[...] solicitamos que os percentuais estabelecidos de captura de outras receitas para modicidade sejam revistos, limitando-os ao máximo de 50% sobre o lucro auferido, mantendo o princípio de compartilhamento”.

Avaliação da SRE

As outras receitas foram divididas em: (i) receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica; (ii) atividades complementares e; (iii) outras atividades, sendo que a forma de compartilhamento com a modicidade tarifária dependerá da classificação dessas receitas.

Para as receitas inerentes ao serviço, para as quais não existe qualquer incentivo de majoração dos montantes arrecadados, um percentual entre 70% e 100% será destinado ao consumidor final do serviço, e este será calculado em função da participação dessas receitas sobre a Parcela B (MT e AT), conforme já detalhado anteriormente.

Já para as demais receitas, que são decorrentes de atividades complementares ou outras, permanece o incentivo à realização dessas atividades, pela destinação de 50% do lucro líquido à modicidade, enquanto o restante permanece em propriedade da concessionária. Para apuração do lucro líquido serão estimadas as despesas relativas a cada uma das atividades, calculadas como percentual da receita extra-concessão. No

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

Fl. 60 da Nota Técnica nº 299/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011.

entanto, considerando que as despesas decorrentes das atividades complementares já estão incorporadas na tarifa do serviço regulado, estas também serão destinadas à modicidade.