

**Relatório Consolidado das Fiscalizações de
Orientação Centralizada**

**Qualidade e sustentabilidade das
distribuidoras de energia elétrica
federais**

Brasília – 03/2017



**RELATÓRIO CONSOLIDADO DAS FISCALIZAÇÕES DE ORIENTAÇÃO CENTRALIZADA REALIZADAS
NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA FEDERAIS**

Processo no âmbito da Unidade Orientadora: **TC 020.416/2016-4**

Ministro Relator: José Múcio Monteiro

Modalidade: Auditoria Operacional.

Ato originário: Despacho de 27/6/2016 do Min. José Múcio Monteiro.

Processos no âmbito das Unidades Executoras

Secex-AC: **TC 020.148/2016-0**

Secex-AM: **TC 021.469/2016-4**

Secex-PI: **TC 020.752/2016-4**

Secex-RO: **TC 020.273/2016-9**

Secex-RR: **TC 021.225/2016-8**

SecexEstatais: **TC 021.678/2016-2**

Processo no âmbito de Unidade Executora Externa:

Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União (CGU):

0190.108455/2016-58

Objetivo: Consolidar os resultados das fiscalizações executadas nas distribuidoras de energia elétrica federais, de forma a propiciar visão geral da situação dessas empresas quanto à qualidade da prestação do serviço e à sustentabilidade financeira, bem como apontar oportunidades de melhoria de gestão.

Órgãos/Entidades: Eletrobras Distribuição Alagoas (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre), Amazonas Distribuidoras de Energia S.A.(Amazonas Energia), Eletrobras Distribuição do Piauí (Cepisa), Eletrobras Distribuição Rondônia (Ceron), Eletrobras Distribuição Roraima (Boa Vista Energia) e Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras)

Vinculação ministerial: Ministério de Minas e Energia (MME)



Sumário

INTRODUÇÃO	5
Motivação para realizar as auditorias	5
Organização da fiscalização e fatos que se sucederam	6
APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	8
Situação das distribuidoras federais e consolidação dos resultados das fiscalizações da Unidades Executoras	8
CONCLUSÃO	28
PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO	30

Lista de tabelas

Tabela 1 – Remuneração Adequada das Empresas Designadas para Prestação Temporária do Serviço de Distribuição (R\$/mês)	9
Tabela 2 – Posição relativa das distribuidoras federais no <i>ranking</i> IASC da Aneel	12
Tabela 3 – Percentual da receita faturada há doze meses e ainda não recebida em dezembro de 2015 (%)	22
Tabela 4 – Percentual da receita faturada há 24 meses e ainda não recebida em dezembro de 2015 (%)	22
Tabela 5 – Perdas não técnicas sem cobertura tarifária em contraste com os montantes de Parcela B (VPB) constantes das tarifas, de 2011 a 2015	25
Tabela 6 – Valores do indicador de endividamento (Dívida Líquida/(Ebitda – QRR)) para as empresas de distribuição federais ¹	26

Lista de gráficos

Gráfico 1 – Percentual dos conjuntos elétricos em que os limites regulatórios para o DEC foram respeitados (verde), descumpridos em até 10% dos limites (amarelo), descumpridos entre 10 e 50% (laranja) acima dos limites e descumpridos acima de 50% (vermelho), por distribuidora, em 2014.	10
Gráfico 2 – Percentual dos conjuntos elétricos em que os limites regulatórios para o DEC foram respeitados (verde), descumpridos em até 10% dos limites (amarelo), descumpridos entre 10 e 50% (laranja) acima dos limites e descumpridos acima de 50% (vermelho), por distribuidora, em 2015.	11
Gráfico 3 – Razão entre as compensações por descumprimento dos limites regulatórios dos indicadores de qualidade e a Remuneração de Capital das distribuidoras.	11
Gráfico 4 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Ceal.	13
Gráfico 5 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Cepisa.	14
Gráfico 6 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Ceron.	14
Gráfico 7 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Boa Vista.	15
Gráfico 8 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Eletroacre.	15
Gráfico 9 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Amazonas Energia.	16
Gráfico 10 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Ceal.	16
Gráfico 11 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Cepisa.	17
Gráfico 12 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Ceron.	17
Gráfico 13 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Boa Vista.	18
Gráfico 14 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Eletroacre.	18
Gráfico 15 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Amazonas Energia.	19
Gráfico 16 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 2 bilhões, em 2015.	19
Gráfico 17 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 5 bilhões e maior que R\$ 1 bilhão, em 2015.	20
Gráfico 18 – Salário médio de algumas distribuidoras para o ano de 2015.	20
Gráfico 19 – Diferença entre as perdas não técnicas reais e os limites regulatórios, em %.	24

INTRODUÇÃO

1. Trata-se de consolidação dos resultados obtidos pelas Unidades Executoras no âmbito de Fiscalização de Orientação Centralizada (FOC).

Motivação para realizar as auditorias

2. A presente Fiscalização de Orientação Centralizada surgiu no bojo das modificações do regime de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica trazidas pelos novos contratos de prorrogação das concessões.

3. Com fulcro no art. 7º da Lei 12.783/2013, o Decreto 8.461/2015 estipulou as condições para que as concessões de distribuição vencidas e por vencer poderiam ser prorrogadas. Transcreve-se excerto do referido dispositivo para clareamento do tema:

Art. 1º O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;

II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;

III - racionalidade operacional e econômica; e

IV - modicidade tarifária.

(...)

§ 2º A eficiência com relação à qualidade do serviço prestado de que trata o inciso I do caput será mensurada por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§ 3º A eficiência com relação à gestão econômico-financeira de que trata o inciso II do caput será mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável.

§ 4º O atendimento aos critérios previstos nos incisos I e II do caput poderá ser alcançado pela concessionária no prazo máximo de cinco anos, contado a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo, devendo ser cumpridas metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou do termo aditivo.

4. A partir dessas condições, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) elaborou as minutas dos novos contratos de concessão para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Tais instrumentos passaram a impor consequências mais severas às distribuidoras pelo descumprimento dos índices regulatórios de qualidade e, de maneira inovadora, pela não manutenção de situação financeira sustentável, segundo parâmetros definidos no próprio contrato.

5. Para a aferição da qualidade da prestação do serviço, o Regulador utiliza diversos indicadores, entre os quais os vinculados à duração das interrupções do fornecimento de energia (DEC) e à frequência dessas interrupções (FEC).

6. Quanto ao aspecto financeiro, a empresa deve satisfazer ao final de cada ano, dentro de um período de cinco anos, diversas condições.

7. Caso haja o descumprimento de quaisquer das condições financeiras ou dos limites regulatórios para os indicadores DEC e FEC, por dois anos consecutivos, ou ao final de cinco anos, dar-se-á início ao processo de caducidade da concessão.

8. O descumprimento dos parâmetros mínimos de qualidade e/ou sustentabilidade econômico financeira pode acarretar, ainda, a limitação da distribuição de proventos, respeitados os mínimos legais, a imposição de regime restritivo de contratos com partes relacionadas e a exigência de aportes de capital dos sócios controladores.

9. A Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), quando da edição da Lei 12.783/2013, controlava as concessionárias de distribuição Eletrobras Distribuição Alagoas (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre), Amazonas Distribuidoras de Energia S.A.(Amazonas Energia - AmE), Eletrobras Distribuição do Piauí (Cepisa), Eletrobras Distribuição Rondônia (Ceron), Eletrobras Distribuição Roraima (Boa Vista Energia) e a Companhia Energética de Goiás (Celg-D). Vale ressaltar que os contratos de todas essas distribuidoras encontravam-se passíveis de renovação, quando da divulgação dos termos da minuta mencionada alhures. A Celg, porém, foi privatizada no final de 2016.

10. Vê-se, portanto, que, se renovassem seus contratos de concessão, as distribuidoras federais estariam sujeitas às novas consequências, caso prestassem serviço de baixa qualidade e apresentassem uma situação financeira pouco sustentável.

11. Verifica-se, dessa forma, na ocorrência de gestão ineficiente das concessões, risco financeiro à Eletrobras e indiretamente à União, pois, tanto a restrição na distribuição de proventos, quanto a obrigação de aporte de capital e a caducidade da concessão trariam impacto financeiro, em última instância, ao Tesouro Nacional.

Organização da fiscalização e fatos que se sucederam

12. Em vista dos riscos apontados, esta Unidade Técnica idealizou auditoria coordenada em parceria com as Secretarias deste Tribunal nos estados atendidos pelas distribuidoras federais, à exceção de Goiás, visto que a distribuidora ali atuante encontrava-se em processo de privatização, e com a SecexEstatais, a qual atuaria diretamente na Eletrobras.

13. A auditoria foi estruturada da seguinte forma: as unidades do TCU nos estados fiscalizaram as distribuidoras, quanto à qualidade do serviço e à sustentabilidade financeira, tendo em mente as novas condições contratuais; a SecexEstatais fiscalizou a Eletrobras, com enfoque na gestão da distribuição, na qualidade de controladora dessas empresas; e esta SeinfraElétrica atuaria junto ao MME e à Aneel, quanto às competências dessas entidades para manter um ambiente com condições propícias à prestação do serviço pelas empresas estatais.

14. Ressalte-se que as fiscalizações nas **Unidades Executoras** foram realizadas de forma independente, com emissão de relatório e apreciação por acórdão próprios, havendo apoio técnico oferecido por esta SeinfraElétrica, na figura de **coordenadora centralizada**, mas existindo supervisão e coordenação locais.

15. Deste modo, a SeinfraElétrica elaborou treinamento que abordou os fundamentos teóricos do setor de distribuição, bem como os riscos inerentes às novas cláusulas contratuais. O convite para participação no referido treinamento foi estendido aos Tribunais de Contas Estaduais (TCEs) que possuíam distribuidoras estatais em sua jurisdição, a saber: Amapá (Cea), Minas Gerais (Cemig), Paraná (Copel), Santa Catarina (Celesc) e Rio Grande do Sul (CEEE). Esses TCEs poderiam, caso entendessem oportuno, participar da fiscalização coordenada, executando trabalhos independentes e autônomos, mas contando com suporte técnico desta SeinfraElétrica durante a condução dos trabalhos, desde que realizados até o final de 2016.

16. Destaque-se, ainda, que o Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União (CGU) executou auditoria na Eletrobras Distribuição Alagoas (Ceal), nas mesmas condições da parceria ofertada aos TCEs, não havendo participação da Secex-AL no presente trabalho.

17. Ocorre que, em 22 de julho de 2016, a Assembleia Geral da Eletrobras decidiu não aceitar as condições para prorrogação das concessões das distribuidoras federais, com exceção da Celg-D, que já havia assinado o novo contrato.

18. Apesar da não prorrogação, a União, na condição de Poder Concedente, designou as referidas companhias para prestarem o serviço em caráter temporário nas áreas em que já atuavam, acrescentando aos cuidados da Boa Vista Energia a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica na área outrora pertencente à Companhia Energética de Roraima (Cerr).

19. Tal designação decorreu das disposições da Portaria MME 388/2016, a qual trouxe modificações no regime de concessões a que se sujeitam as distribuidoras designadas para a mencionada prestação em caráter temporário.

20. As principais mudanças são:

a) Possibilidade de a distribuidora ser obrigada a investir na área da concessão os montantes devidos a título de compensação individual aos consumidores, em virtude do descumprimento dos indicadores de qualidade, registrando tais investimentos como obrigações especiais;

b) Aplicação de reposicionamentos tarifários e recebimento de recursos de fundos setoriais, mesmo existindo inadimplência setorial;

c) Possibilidade de a Aneel estabelecer diretrizes de procedimentos, sustar ações que considere incompatíveis com a prestação adequada do serviço e determinar ao responsável a rescisão de qualquer contrato por ele celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço; e

d) Definição de remuneração adequada para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço de distribuição, nos termos da seguinte condição:

Geração operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0 .

21. Caso essa condição não esteja satisfeita, as empresas poderão receber recursos financeiros, nos termos de regulamentação da Agência, os quais podem advir, inclusive, de empréstimos da Reserva Global de Reversão (RGR).

22. O entendimento que fundamenta a edição da supracitada portaria é de que, a partir da designação das empresas, estas atuam como braços da União. Não faz sentido, assim, punir a própria União com compensações financeiras pelo descumprimento de padrões de qualidade, sendo mais apropriado investir tais recursos na própria concessão. De modo análogo, não é razoável que empresas que recusaram renovar suas concessões por serem deficitárias sejam obrigadas a manter a prestação do serviço sem uma contrapartida – daí o empréstimo.

23. As supracitadas modificações demandaram, então, uma readequação da auditoria coordenada idealizada por esta Unidade Técnica. O treinamento elaborado foi dividido em dois campos principais: distribuidoras que renovaram suas concessões e, por conseguinte, sujeitavam-se aos ditames dos novos contratos – aplica-se às distribuidoras estaduais; e distribuidoras que não renovaram suas concessões, as quais passaram a ser regidas pelas disposições da Portaria MME 388/2016 – aplica-se às federais.

24. O objetivo das auditorias que antes consistia em avaliar o risco de as distribuidoras controladas pela Eletrobras incorrerem nas novas punições previstas nos contratos de prorrogação em decorrência de prestação de serviço de baixa qualidade e/ou de condição financeira insustentável, passou a ser avaliar o risco da deterioração dos ativos e da qualidade do serviço durante o período de prestação temporária. Para as empresas estaduais, que renovaram seus contratos, o objetivo de eventuais auditorias permaneceu inalterado.

25. Como a intenção do governo é privatizar as distribuidoras federais, conforme se observa pela inclusão dessas distribuidoras no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) pelo Decreto 8.893/2016, a deterioração dos ativos representaria um menor valor obtido nos leilões de venda. Haveria, ainda, risco de os consumidores atendidos por essas companhias ficarem sujeitos à prestação de serviço de baixa qualidade, sem perspectivas de melhora durante o período de designação.

26. A mencionada readequação exigiu uma readaptação do cronograma das fiscalizações das **Unidades Executoras**, pois, muitos dos pontos novos trazidos pela referida portaria careciam de regulamentação da Aneel. Por essa razão, algumas das Secretarias de Controle Externo nos Estados não haviam concluído seus trabalhos quando da elaboração do presente relatório consolidador.

27. Em que pese as alterações supervenientes desde a autorização para realização da presente fiscalização de orientação centralizada, passa-se a apresentar a consolidação das fiscalizações realizadas no âmbito dos TC 020.148/2016-0, TC 021.469/2016-4, TC 20.752/2016-4, TC 020.273/2016-9, TC 021.225/2016-8 (este já apreciado por meio do Acórdão 177/2017-TCU-Plenário) e TC 021.678/2016-2, bem como do trabalho realizado pela CGU sintetizado nos autos 0190.108455/2016-58 (peça 13). Ressalve-se que os TC 020.148/2016-0, TC 021.469/2016-4 e TC 020.273/2016-9, bem como o trabalho da CGU eram preliminares quando da elaboração do presente relatório. Já o TC 021.678/2016-2, sob responsabilidade da SecexEstatais, não possuía relatório preliminar, em razão de caso fortuito.

APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Situação das distribuidoras federais e consolidação dos resultados das fiscalizações da Unidades Executoras

28. As empresas federais prestadoras do serviço de distribuição de energia elétrica objeto deste trabalho coordenado são controladas pela Eletrobras S.A e atuam em estados do norte e do nordeste do país. São elas: a Amazonas Distribuidora de Energia S.A (AmE), a Boa Vista Energia S.A, as Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron), a Companhia Energética do Piauí (Cepisa), a Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre) e a Eletrobras Distribuição Alagoas (Ceal).

29. Conforme relatado alhures, a Assembleia Geral da Eletrobras decidiu não prorrogar os contratos de concessão dessas empresas, as quais serão preparadas para a privatização. A União, contudo, como responsável pela continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e detentora originária das concessões, designou as referidas companhias para prestarem o serviço em caráter temporário nas áreas em que já atuavam, acrescentando aos cuidados da Boa Vista a área outrora pertencente à Companhia Energética de Roraima (Cerr).

30. Tal designação decorreu das disposições da Portaria MME 388/2016, a qual trouxe modificações no regime de concessões a que se sujeitam as distribuidoras ali indicadas. Referidas mudanças foram transcritas no parágrafo 20 da presente instrução.

31. Os cálculos para a conferência da satisfação da equação Geração Operacional – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0 (v. par. 20) foram realizados pela Aneel no âmbito da Audiência Pública 63/2016. Na ocasião, a Agência verificou que nenhuma das distribuidoras federais possuía geração de caixa suficiente para repor investimentos e cobrir os juros da dívida. Por isso, definiu, por meio da Resolução Homologatória 2.184/2016, os valores de remuneração adequada exibidos na Tabela 1. Tais valores serão repassados mensalmente às distribuidoras a título de empréstimo, nas condições definidas pelo Regulador, e estão condicionados à disponibilidade de recursos na RGR. Repise-se que a Remuneração Adequada corresponde aos valores extras necessários para que as distribuidoras satisfaçam a equação retrocitada. São, portanto, a diferença entre o resultado ideal e o resultado real dessas empresas.

Tabela 1 – Remuneração Adequada das Empresas Designadas para Prestação Temporária do Serviço de Distribuição (R\$/mês)

Amazonas ¹	Boa Vista ¹	Ceal	Cepisa	Ceron	Eletoacre
114.959.187,5	11.483.869,46	25.758.200,59	36.771.111,04	22.403.633,98	8.125.723,09

Fonte: Resolução Homologatória Aneel 2.184/2016

¹Os valores de remuneração adequada mensal da Amazonas e da Boa Vista passaram, após o reajuste de 2016, a R\$ 66.128.227,03 e R\$ 11.296.048,068, respectivamente

32. A Aneel definiu que esses valores serão repassados para as concessionárias até a privatização das empresas ou dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro. Ainda segundo regulamentação da Agência, as dívidas contraídas junto à RGR pelas distribuidoras serão repassadas aos novos controladores, após a desestatização.

33. As distribuidoras nessa situação foram demandadas a encaminhar à Agência Planos de Prestação Temporária do Serviço, detalhando as ações a serem tomadas pela administração com o objetivo de respeitar os limites e condições definidos pelo Regulador durante o período de designação pelo Poder Concedente.

34. Trata-se, portanto, de medida paliativa que tenciona manter a prestação adequada do serviço durante o período transitório, mas que pode aumentar os níveis de endividamento das empresas, especialmente se houver piora dos principais indicadores. Desse modo, caso as privatizações não ocorram até o final de 2017, e o regime de prestação temporária do serviço a que se sujeitam essas companhias se prolongue, a situação delas pode deteriorar-se ainda mais.

35. Por essa razão, procura-se, agora, mostrar histórico da situação dessas distribuidoras em relação aos principais indicadores de desempenho, tanto quanto à qualidade do serviço, quanto à situação econômico-financeira, assim como, apresentar os principais resultados e encaminhamentos propostos das auditorias realizadas pelas **Unidades Executoras**.

36. De forma a conferir maior clareza na apresentação da consolidação das fiscalizações, apresentam-se considerações relativas a quatro temas, quais sejam: qualidade da prestação do serviço, custos operacionais (incluindo inadimplência), perdas de energia e indicadores financeiros.

Qualidade

37. Para quantificar a qualidade da prestação do serviço de distribuição, foram criados indicadores que são monitorados pela Aneel. Alguns deles possuem um valor limite (valor teto), cuja transgressão indica a ocorrência de baixa qualidade e abre espaço para a Agência adotar diversas providências com o intuito de mitigá-la. As providências em caso de transgressão do teto variam de acordo com o indicador.

38. Os principais indicadores de qualidade estão relacionados à frequência de interrupções do serviço e à duração dessas interrupções. São eles o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

39. O descumprimento aos limites estabelecidos para esses indicadores implica a incidência de compensações financeiras aos consumidores afetados pelas interrupções. Tais indicadores foram, inclusive, ressaltadas pequenas modificações, escolhidos pela Aneel para mensurar a qualidade das distribuidoras que renovaram seus contratos de concessão. Nesse contexto, caso as concessionárias não atinjam os padrões de qualidade estabelecidos pela reguladora, pode-se disparar o processo de caducidade da concessão.

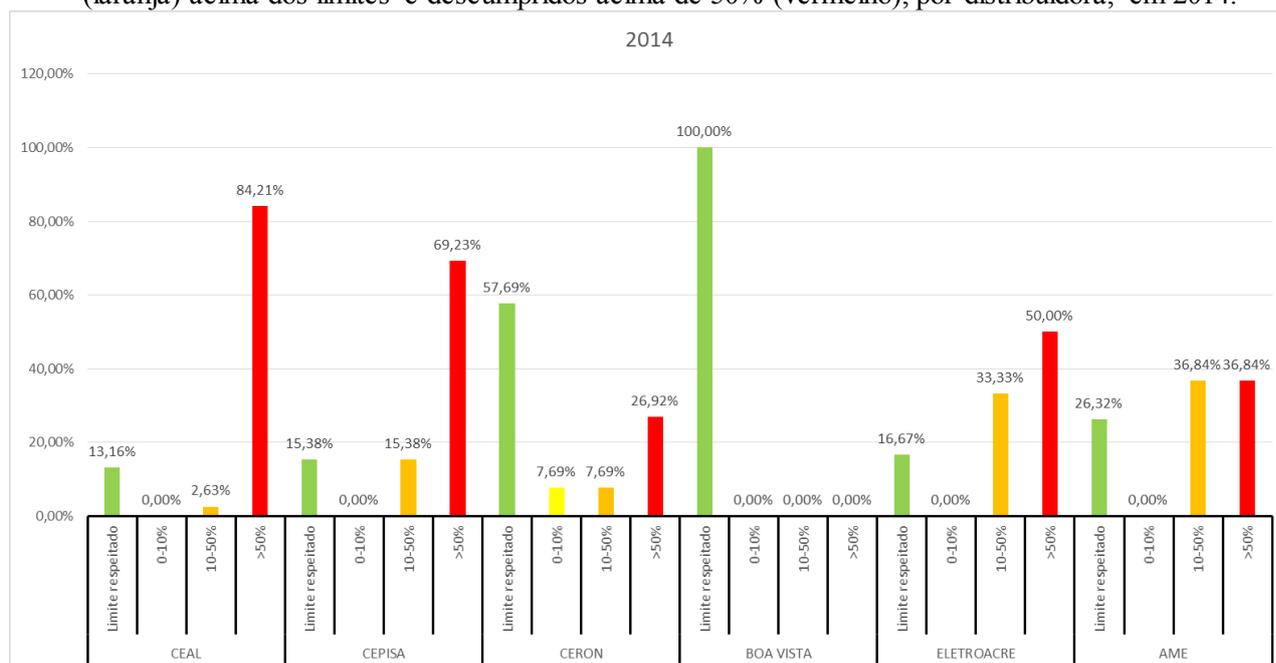
40. Para as distribuidoras federais, as quais não acordaram em renovar as concessões e foram designadas para prestar temporariamente o serviço de distribuição, nos termos da Portaria

MME 388/2016, o descumprimento aos limites dos indicadores de continuidade pode obrigá-las a investir, na área da concessão, os montantes devidos a título de compensação individual aos consumidores, registrando tais investimentos como obrigações especiais. Anote-se que sobre as obrigações especiais não incide a remuneração do capital, logo são investimentos que não trazem retorno financeiro às empresas.

41. Além do evidente impacto financeiro ocasionado pela baixa qualidade do serviço, deve-se observar o ponto de vista do consumidor, que pode ficar sujeito a longos períodos de prestação de má qualidade, caso a prestação temporária se prolongue, além de não se beneficiar mais das compensações financeiras em virtude da ultrapassagem dos limites dos indicadores de continuidade estabelecidos.

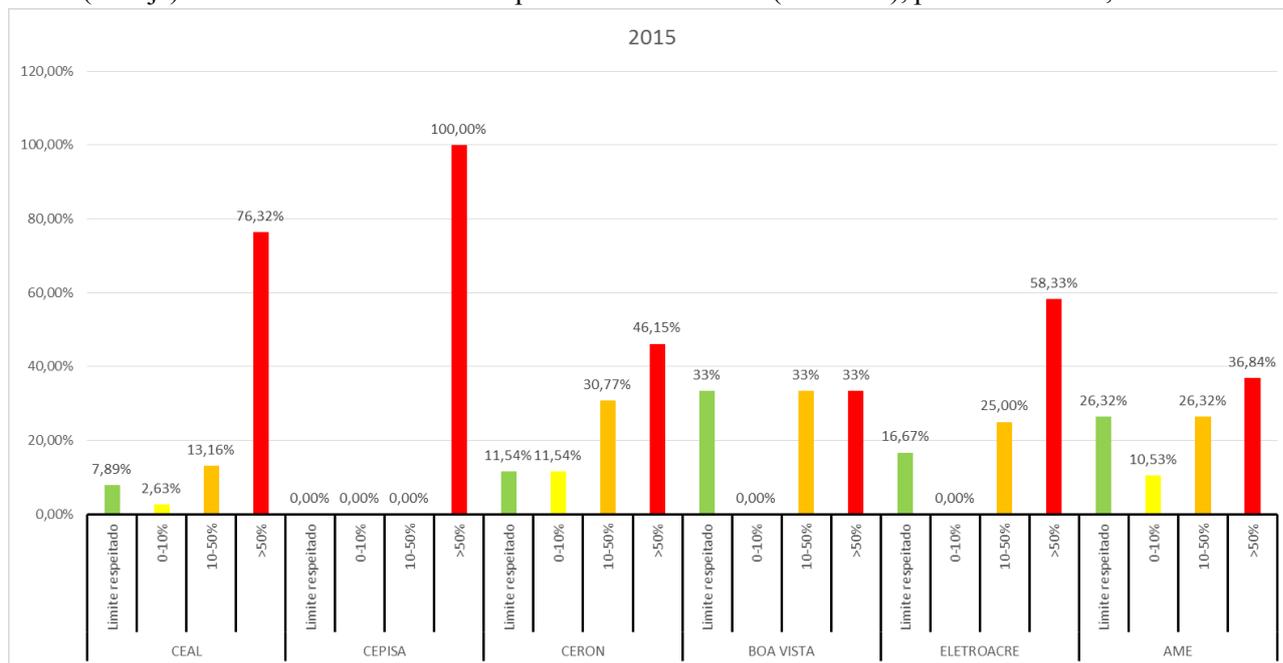
42. Importa, portanto, conhecer a situação das distribuidoras em relação à qualidade. Os Gráficos 1 e 2, referentes aos anos de 2014 e 2015, respectivamente, revelam o percentual de conjuntos elétricos em que os limites regulatórios do DEC foram ultrapassados, por distribuidora. Ressalta-se que se optou por apresentar análise unicamente quanto ao DEC porque este indicador possui maior impacto financeiro para as empresas, além de, no geral, ser aquele que mais traz desconforto ao consumidor.

Gráfico 1 – Percentual dos conjuntos elétricos em que os limites regulatórios para o DEC foram respeitados (verde), descumpridos em até 10% dos limites (amarelo), descumpridos entre 10 e 50% (laranja) acima dos limites e descumpridos acima de 50% (vermelho), por distribuidora, em 2014.



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em agosto de 2016).

Gráfico 2 – Percentual dos conjuntos elétricos em que os limites regulatórios para o DEC foram respeitados (verde), descumpridos em até 10% dos limites (amarelo), descumpridos entre 10 e 50% (laranja) acima dos limites e descumpridos acima de 50% (vermelho), por distribuidora, em 2015.

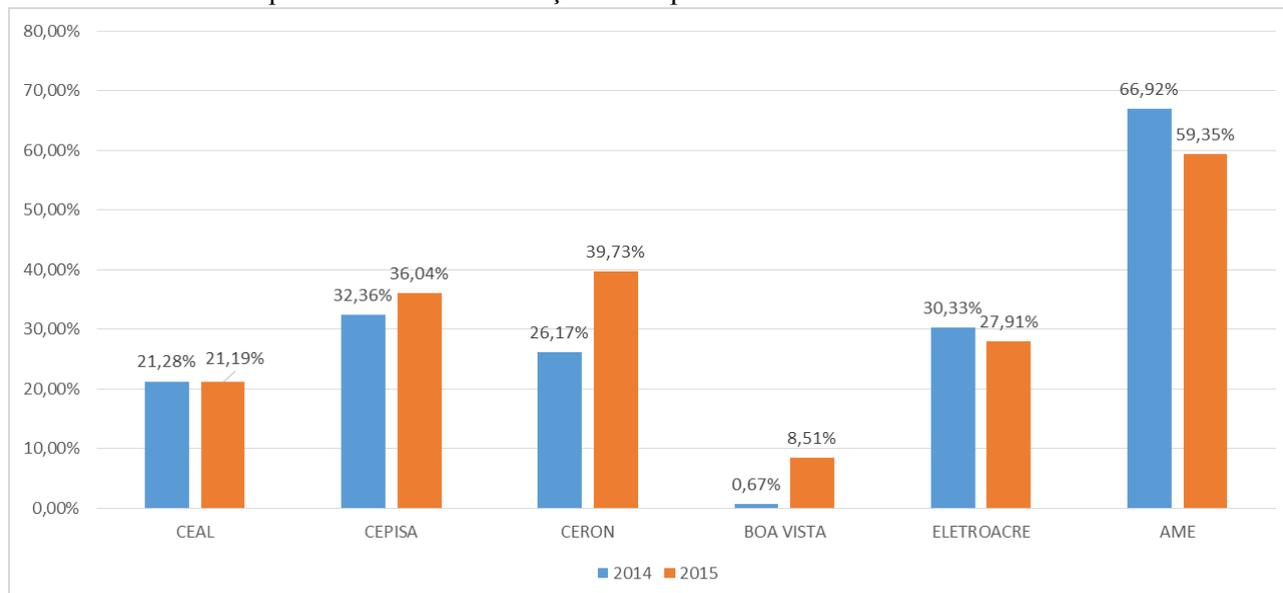


Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em agosto de 2016).

43. Observa-se que, em 2014, apenas Boa Vista e Ceron respeitaram os limites regulatórios em mais da metade de seus conjuntos. Em 2015, todas as distribuidoras analisadas descumpriram os limites regulatórios em mais de 50% dos conjuntos elétricos de sua área de concessão, havendo percentuais altos de conjuntos em que tais limites foram extrapolados em mais de 50%.

44. Já o Gráfico 3 demonstra o impacto das compensações pagas em razão do descumprimento desses indicadores, frente à Remuneração de Capital constante da tarifa, a qual representa a parcela da receita que idealmente deve remunerar os investimentos feitos pela empresa. Em outras palavras, a Remuneração de Capital consiste na parcela dos acionistas e investidores.

Gráfico 3 – Razão entre as compensações por descumprimento dos limites regulatórios dos indicadores de qualidade e a Remuneração de Capital das distribuidoras.



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em agosto de 2016) e de resposta da Agência ao Ofício 0321/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 11 e 12)

45. Dos gráficos anteriores extrai-se que essas distribuidoras, em geral, têm violado os limites dos indicadores de continuidade em grande parte de suas áreas de concessão. Além disso, os valores pagos a título de compensação financeira chegam a atingir mais de 50% da Remuneração de Capital, como no caso da Amazonas Energia em 2014 e 2015.

46. Essa situação merece atenção porque, no período de prestação temporária, é pouco provável que essas empresas tenham fôlego para investir em melhorias substanciais de qualidade. E mesmo que invistam, os investimentos serão acompanhados de crescimento da dívida junto ao fundo da RGR.

47. Além disso, parte desses investimentos pode ser realizada a partir de comandos da Aneel, em substituição às compensações financeiras, conforme citado anteriormente. Nesse caso, ter-se-ia um aumento da dívida desacompanhado do retorno financeiro que se espera dos investimentos.

48. A percepção de insatisfação quanto à qualidade do serviço prestado por essas concessionárias também fica evidente ao se verificar a posição das distribuidoras no *ranking* de qualidade elaborado pela Aneel. Esse *ranking* é definido com base no Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (Iasc), elaborado pela Agência a partir de pesquisa junto aos consumidores. As posições indicam a performance da empresa em relação às demais. Assim, a companhia na primeira posição tem a melhor qualidade relativa.

49. Considerando as 63 distribuidoras existentes, a Tabela 2 demonstra que as distribuidoras controladas pela Eletrobras têm ocupado as últimas posições no referido *ranking*.

Tabela 2 – Posição relativa das distribuidoras federais no *ranking* IASC da Aneel

Distribuidora	Posição Relativa	IASC
Ceal	42 ^a	54,56
Ceron	48 ^a	52,15
Boa Vista	49 ^a	51,87
Cepisa	55 ^a	46,76
Amazonas Energia	57 ^a	45,93
Eletroacre	58 ^a	45,25

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em fevereiro de 2017)

50. Quanto à qualidade do serviço, por ocasião das fiscalizações realizadas, as **Unidades Executoras** apontaram como constatação o descumprimento, muitas vezes reiterado, dos limites regulatórios dos indicadores de continuidade, especialmente do DEC.

51. As Secex em RR, AC e PI pontuaram, nos relatórios contidos, respectivamente, nos autos do TC 021.225/2016-8 (apreciado por meio do Acórdão 177/2017-TCU-Plenário), TC 020.148/2016-0 e TC 020.752/2016-4, o risco de que não haja melhora desses indicadores, em função da situação financeira comprometida e da ausência de recursos financeiros para a execução de investimentos. Essas mesmas **unidades** propuseram, ainda, comunicar a esta SeinfraElétrica sobre a necessidade de a Aneel fiscalizar e acompanhar a execução dos projetos das distribuidoras vinculados à qualidade, de forma a subsidiar possíveis ações de controle na Agência Reguladora.

52. A equipe técnica da CGU, por sua vez, nos autos 0190.108455/2016-58, propôs demandar da Ceal o encaminhamento, àquele órgão de controle, dos relatórios relativos ao cumprimento do plano de prestação temporária, no que tange aos indicadores de qualidade.

Percebe-se, então, o intuito daquela Controladoria em acompanhar a evolução da situação da distribuidora.

Custos operacionais

53. Para que as distribuidoras possam prestar o serviço com qualidade e continuidade, a Aneel estabelece nas tarifas uma parcela destinada a cobrir os custos com operação e manutenção, chamada de custos operacionais regulatórios (O&M).

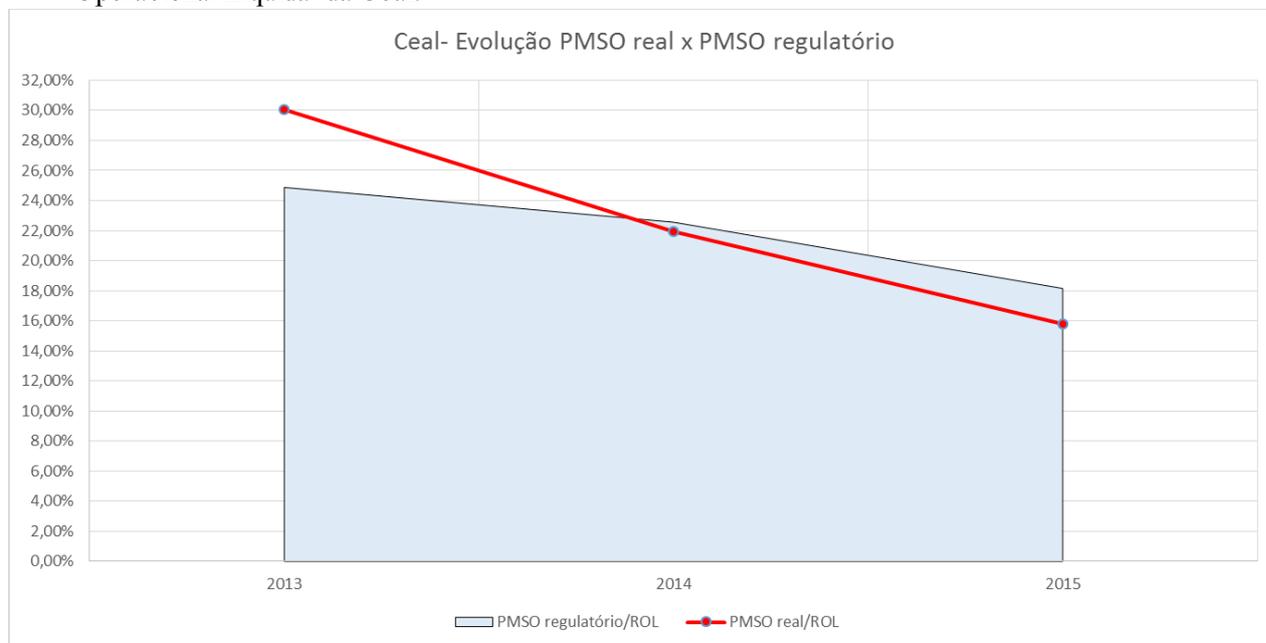
54. O O&M de cada empresa é definido considerando *benchmark* entre outras companhias comparáveis, de modo a tornar a distribuidora mais eficiente um referencial para as demais. Essa estratégia tem o condão de incentivar o incremento da eficiência, de modo a forçar as empresas a reduzirem seus custos.

55. Nesse sentido, se as distribuidoras operarem com custos operacionais reais superiores aos custos regulatórios, o valor excedente não possuirá cobertura tarifária e será um redutor do retorno do acionista. Logo, a ineficiência em relação aos custos pode ser um agravante da situação financeira das empresas.

56. Impende destacar que os custos operacionais regulatórios são calculados considerando-se o chamado PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros). Pode, portanto, haver outros custos incorridos pelas distribuidoras que não estão abarcados nos valores definidos pela Aneel na tarifa.

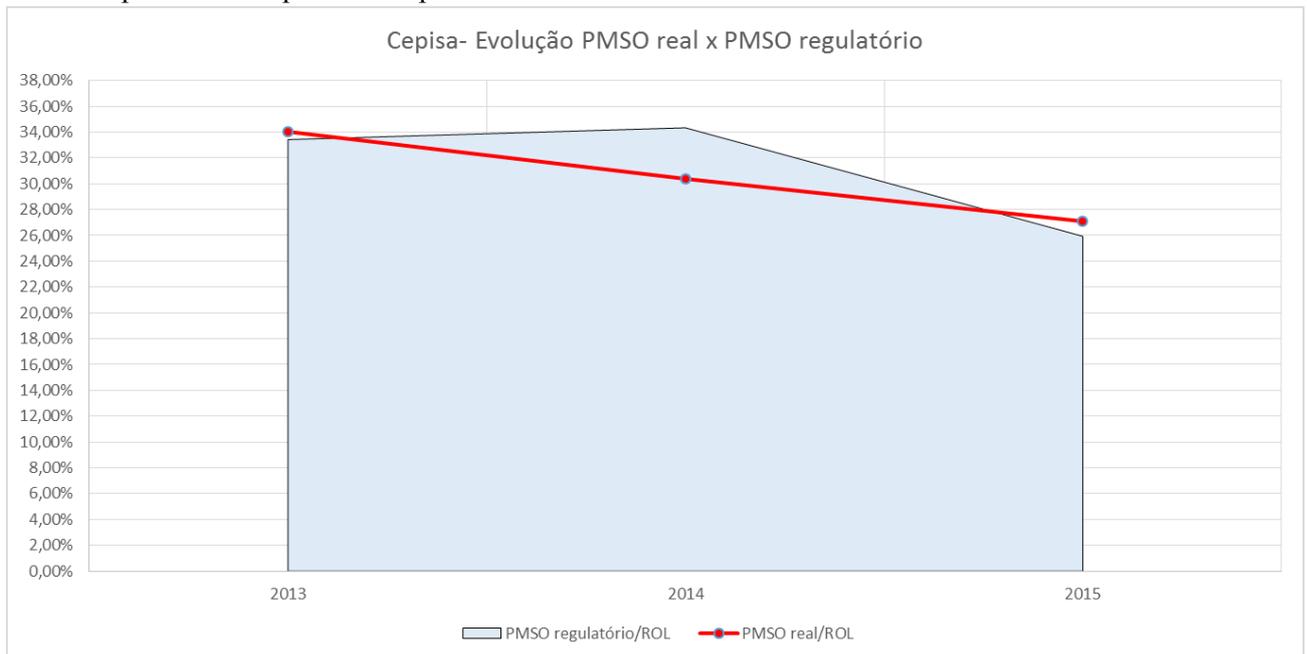
57. Quanto às distribuidoras controladas pela Eletrobras, cabe, inicialmente, verificar como seus custos reais se comportam frente aos custos regulatórios. Para tanto, utiliza-se a razão entre os custos operacionais reais e regulatórios, e a Receita Operacional Líquida dessas empresas. Os Gráficos 4 a 9 fazem essa comparação.

Gráfico 4 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Ceal.



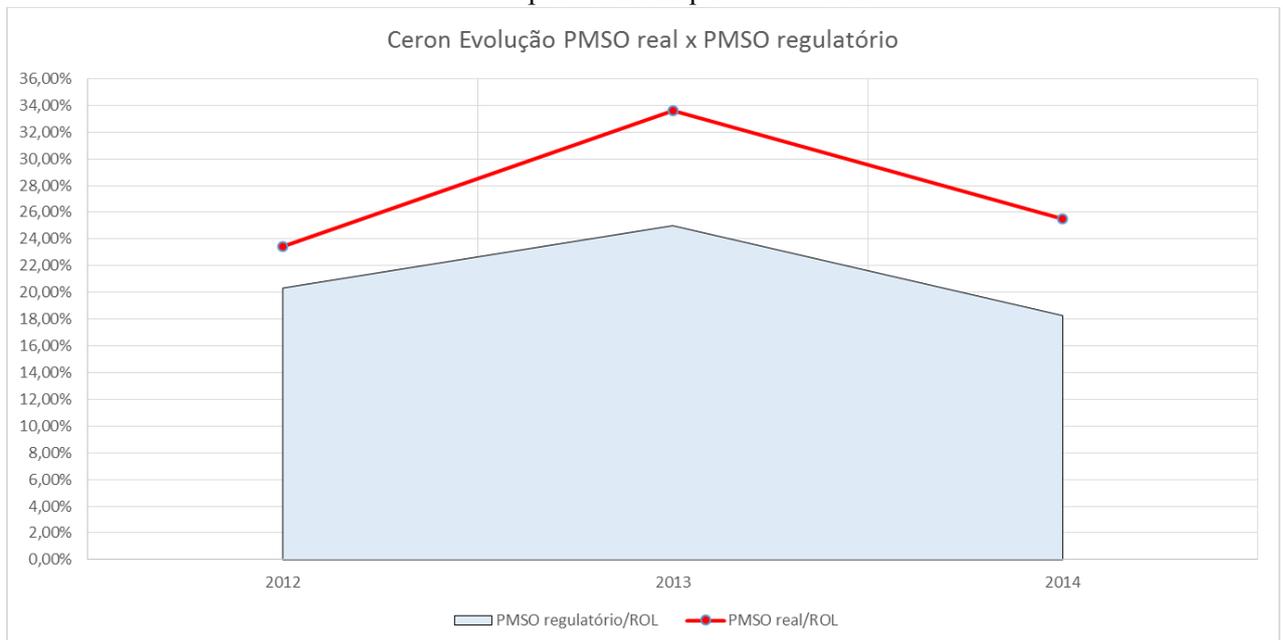
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 5 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Cepisa.



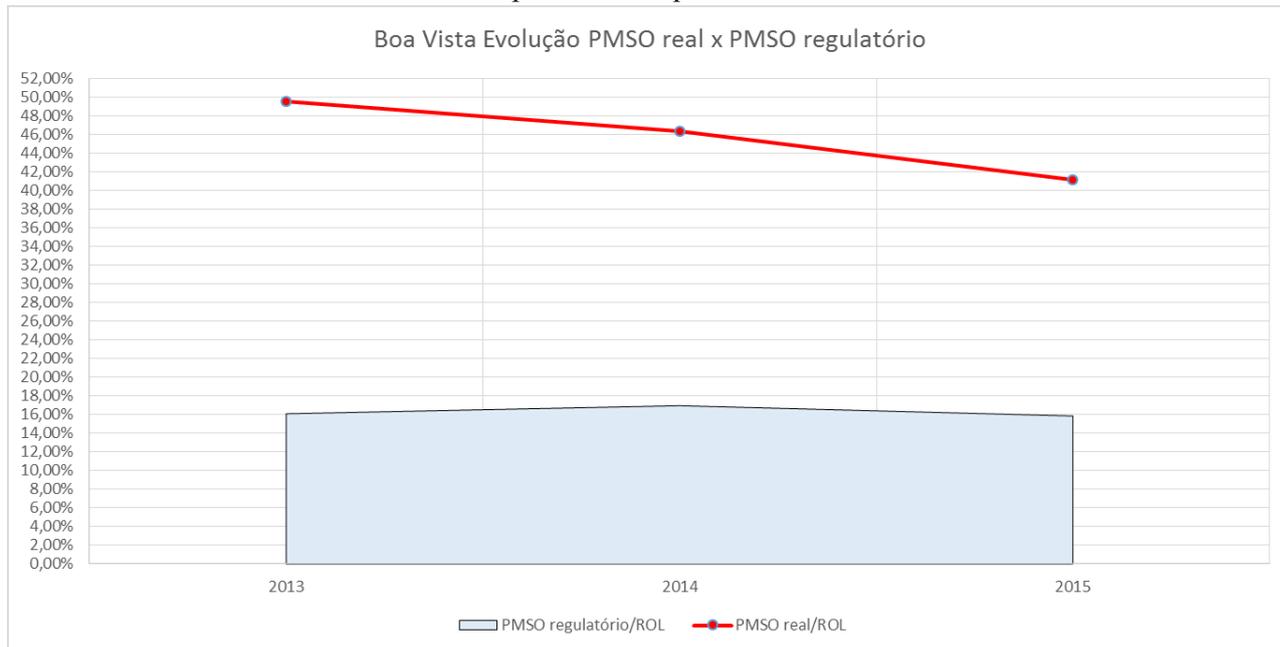
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 6 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Ceron.



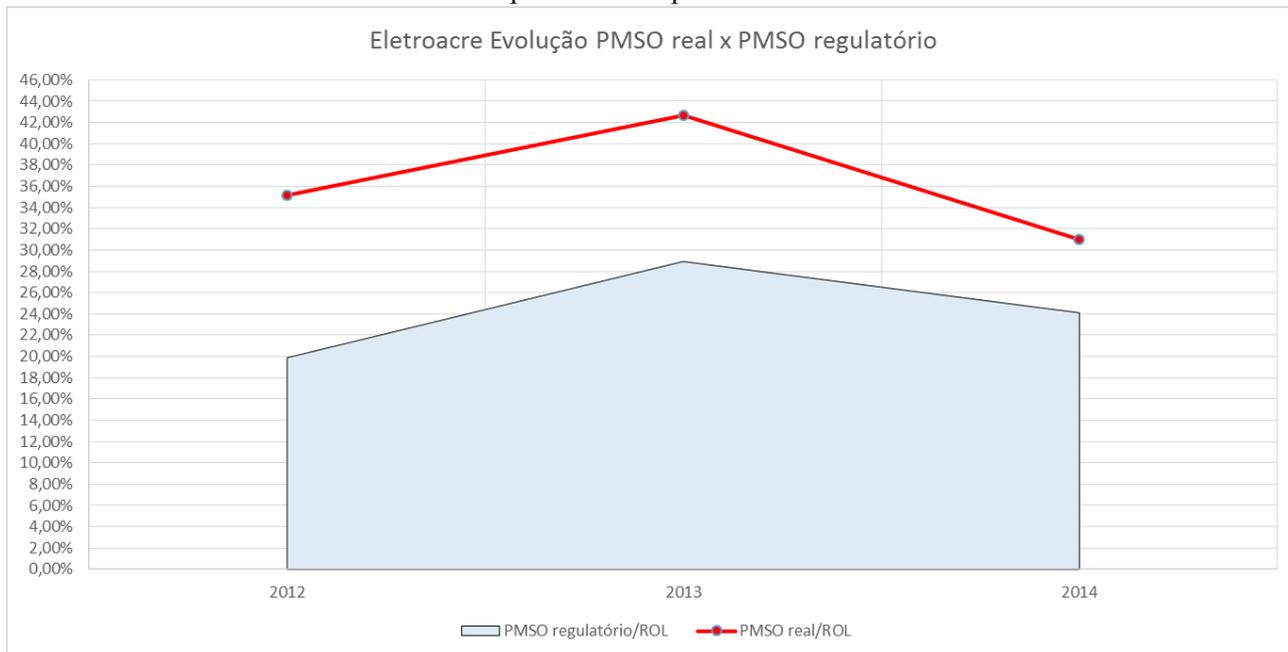
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 7 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Boa Vista.



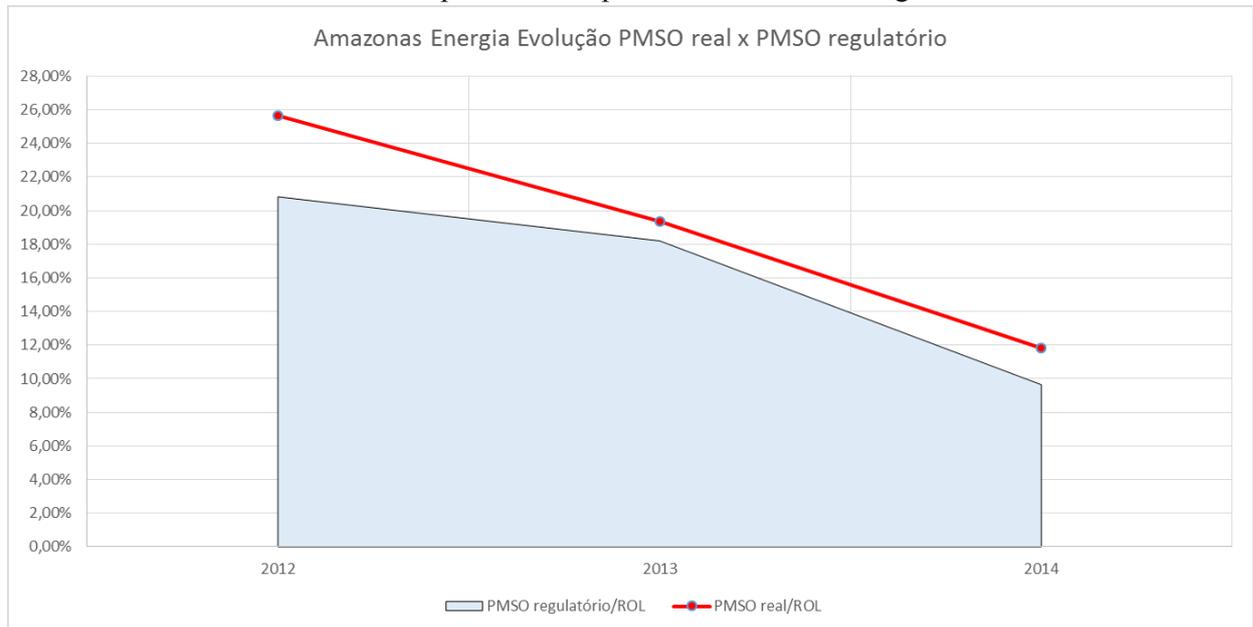
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da A neel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 8 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Eletroacre.



Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da A neel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 9 – Evolução da razão entre os Custos Operacionais Reais e Regulatórios, e a Receita Operacional Líquida da Amazonas Energia.

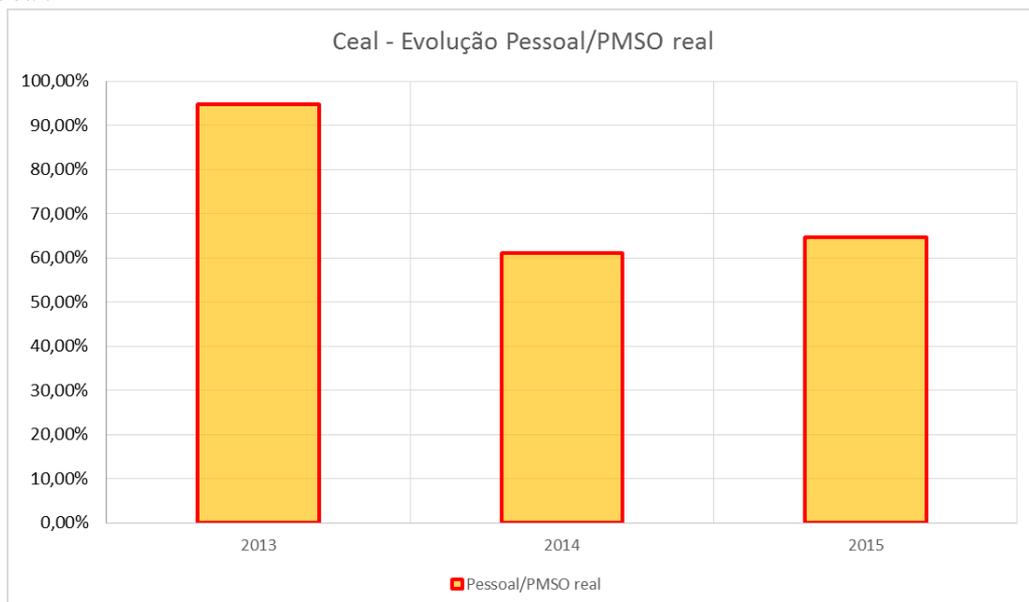


Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

58. Afere-se do período analisado que, embora exista uma tendência de redução dos custos operacionais, as distribuidoras federais apresentam habitualmente valores reais acima dos regulatórios, ou seja, estão distantes do patamar de eficiência que se espera de uma empresa de porte semelhante atuando no mercado de distribuição.

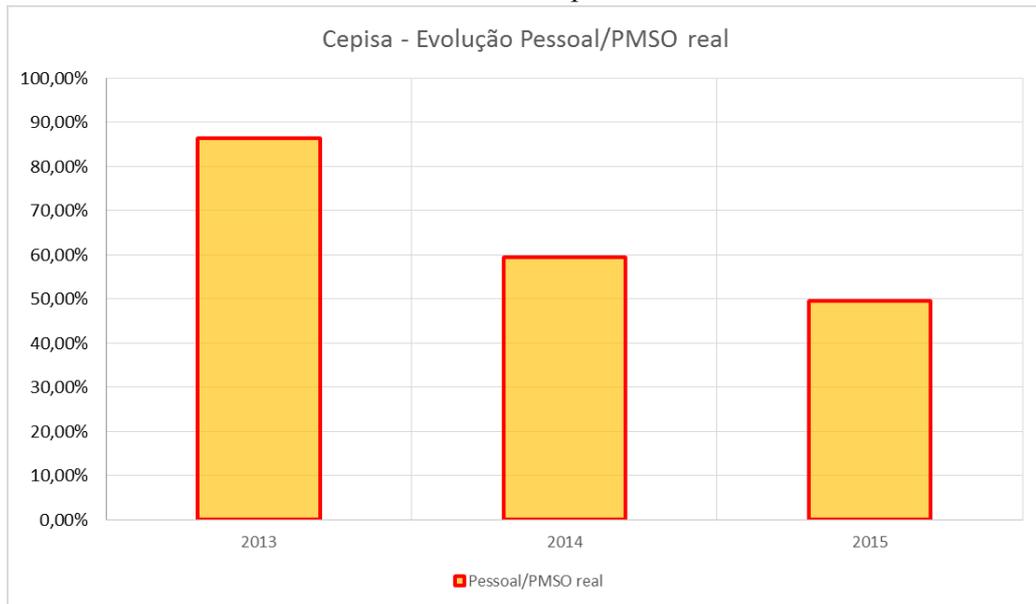
59. Com o intuito de compreender melhor as possíveis causas da ineficiência dessas empresas, buscou-se identificar o impacto dos gastos com pessoal na rubrica de custos operacionais, conforme ilustrado nos Gráficos 10 a 15.

Gráfico 10 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Ceal.



Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 11 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Cepisa.



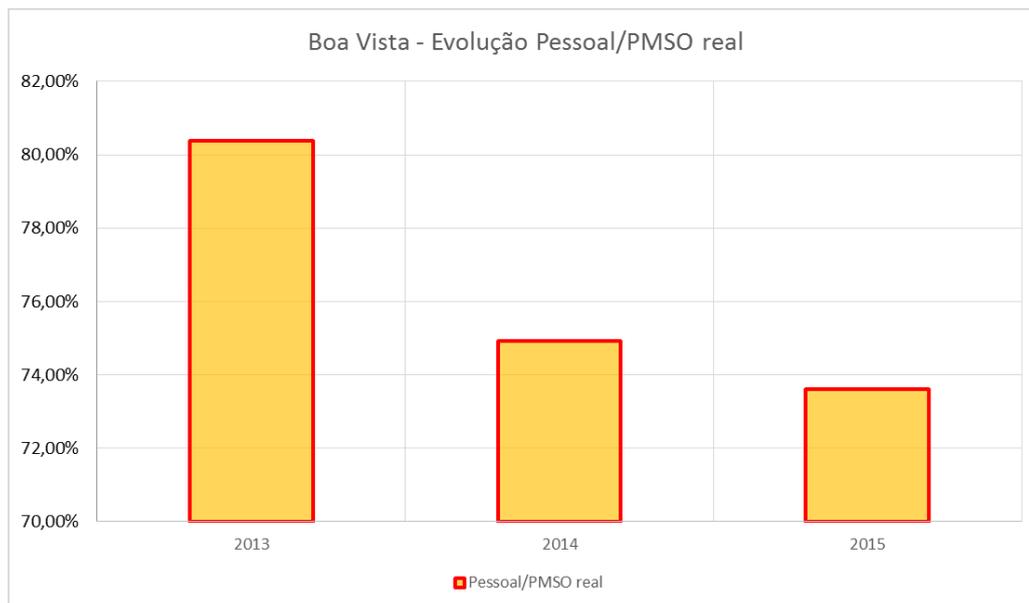
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 12 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Ceron.



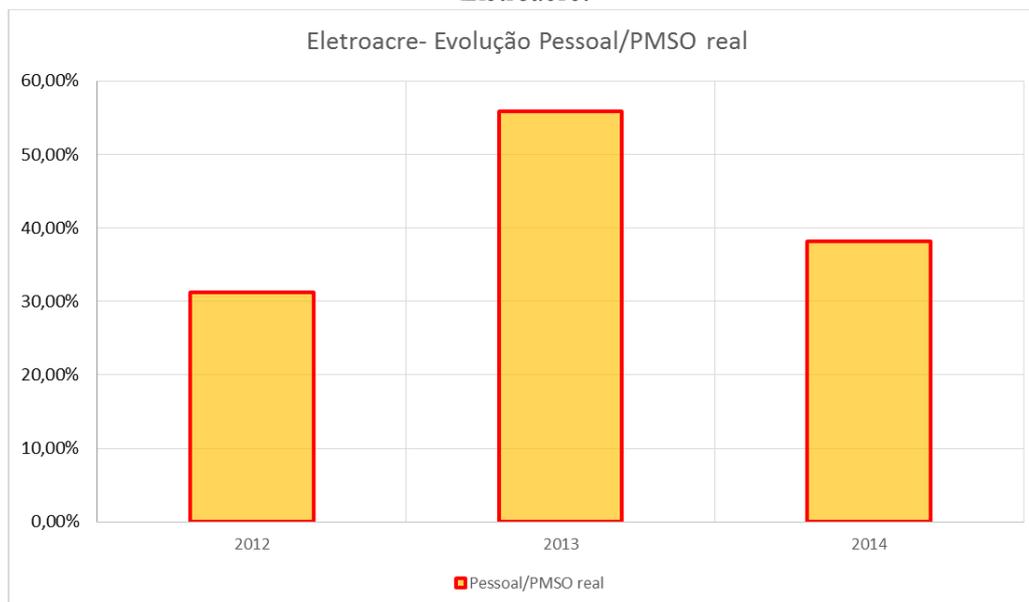
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 13 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Boa Vista.



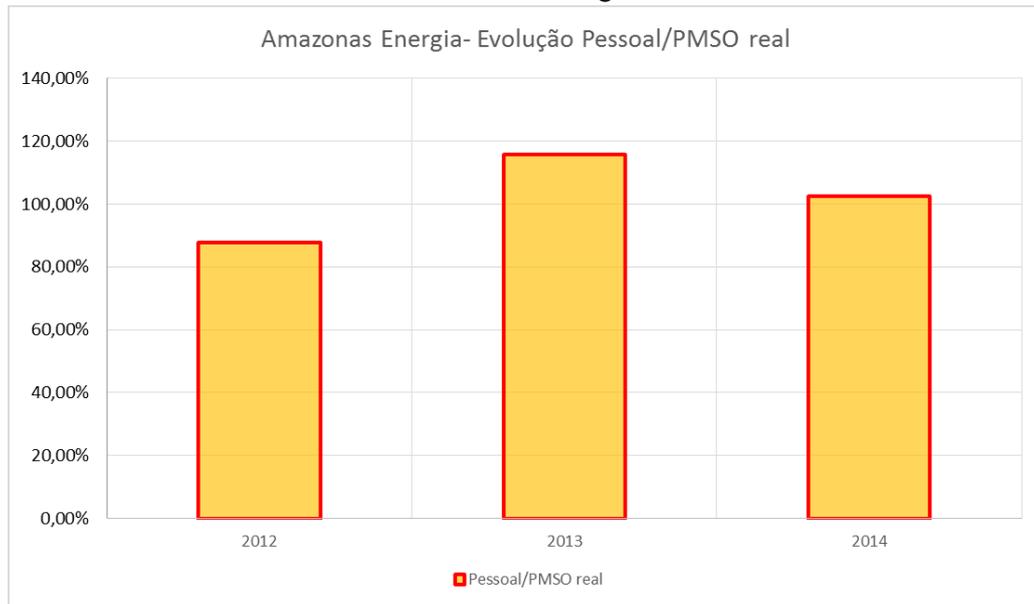
Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

Gráfico 14 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Eletroacre.



Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

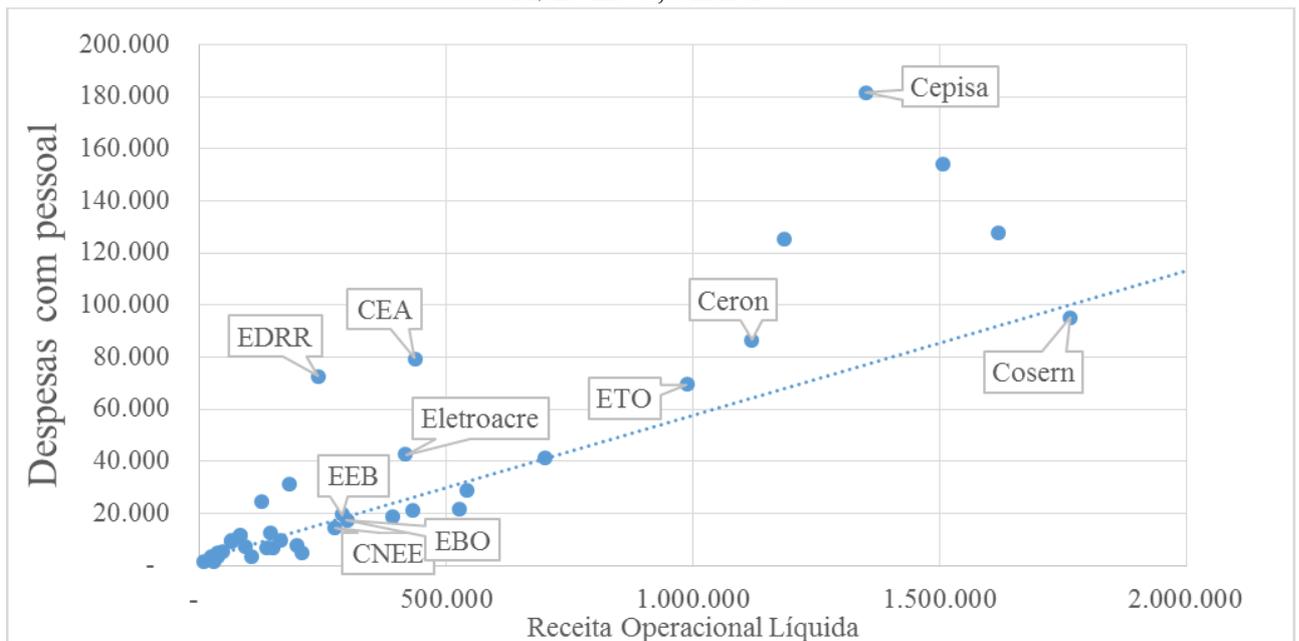
Gráfico 15 – Proporção dos gastos de pessoal em relação aos custos operacionais reais (PMSO real) da Amazonas Energia.



Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

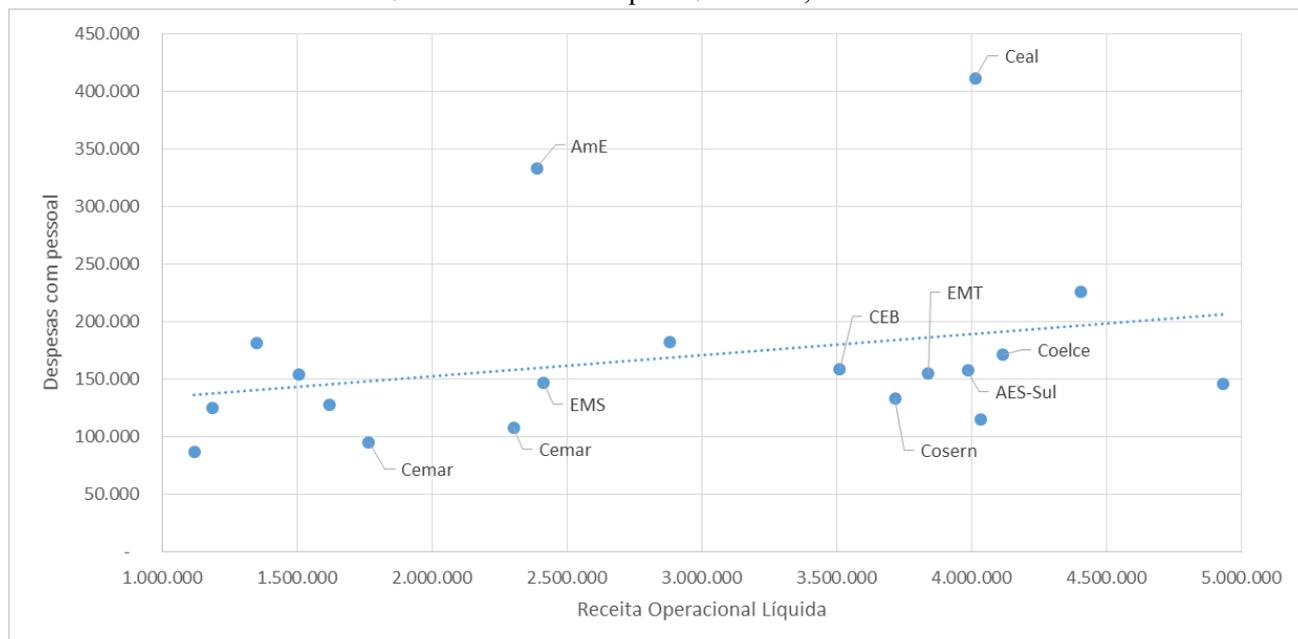
60. Ademais, traçou-se gráfico que compara a receita operacional líquida (ROL) e as despesas com pessoal de várias distribuidoras, por faixa de Receita, para o ano de 2015. Entende-se que empresas com faixas de ROL semelhantes, mas com custos menores de pessoal, tendem a ser mais eficientes. Destaca-se que uma análise mais aprofundada deve ser realizada para, de fato, concluir quanto a uma maior eficiência, visto que, a mão de obra própria pode estar sendo substituída por terceirizados, por exemplo. Logo, a avaliação dos Gráficos 16 e 17 não tem o condão de concluir pela eficiência ou ineficiência das distribuidoras, mas apenas fornecer indícios, os quais devem ser analisados em conjunto com as demais informações apresentadas neste relatório.

Gráfico 16 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 2 bilhões, em 2015.



Fonte: Elaboração da Secex-RR (TC 021.225/2016-8), com dados fornecidos pela Aneel em resposta ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

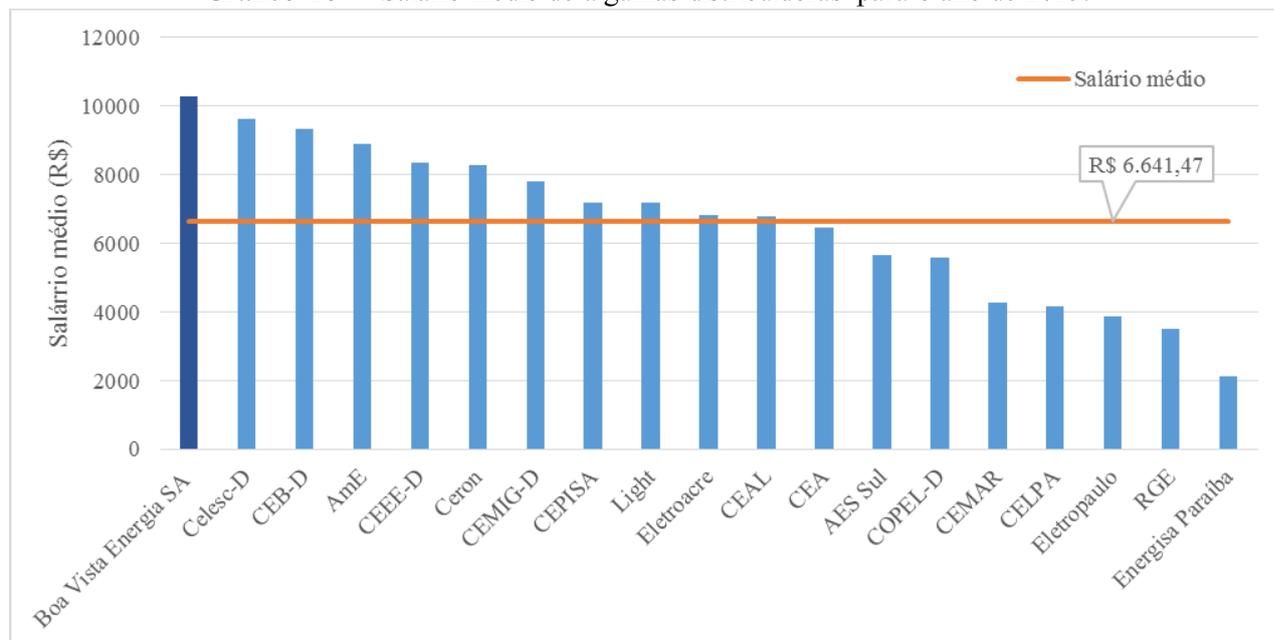
Gráfico 17 – Despesas de pessoal e Receita Operacional Líquida das distribuidoras com ROL menor que R\$ 5 bilhões e maior que R\$ 1 bilhão, em 2015.



Fonte: Elaboração própria, a partir de resposta da Aneel ao Ofício 0290/2016-TCU/SeinfraElétrica (peças 6 e 9)

61. A partir dos Gráficos 16 e 17, observa-se que o montante dispendido com custeio de pessoal nas empresas federais, para uma mesma faixa de ROL, supera a média de outras distribuidoras, especialmente das privadas. Uma análise da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) dessas empresas revela que as companhias controladas pela Eletrobras possuem salários médios superiores aos salários oferecidos pelas privadas, estando ainda acima da média salarial das distribuidoras avaliadas, consoante revela o Gráfico 18, que traz dados de 2015.

Gráfico 18 – Salário médio de algumas distribuidoras para o ano de 2015.



Fonte: Elaboração da Secex-RR (TC 021.225/2016-8), com dados extraídos diretamente da RAIS

62. Assim, fica assente o impacto dos gastos com pessoal próprio no desempenho dessas distribuidoras. A análise da situação financeira, apresentada em tópico adiante, corrobora a preocupação com a rubrica de pessoal nessas empresas, especialmente frente à situação de prestação temporária do serviço.

63. Todas as **Unidades Executoras** apontaram os custos operacionais reais acima dos regulatórios como constatação de auditoria, com exceção das Secex em RO e AM. As Secex em RR e PI indicaram os custos com pessoal como responsáveis por grande parte do déficit, havendo destaque para a Boa Vista Energia, em que tais custos representam aproximadamente 75% do PMSO real e são, sozinhos, superiores ao PMSO regulatório. A Secex-RR pontuou ainda que os salários médios da Boa Vista Energia foram, em 2015, superiores aos salários médios de todas as demais distribuidoras empregadas na comparação, e que empregados de nível médio contratados antes de 1990 possuem salários médios de aproximadamente o dobro dos empregados de nível superior contratados após esse ano, pela distribuidora da capital de Roraima.
64. As Secex em RR e PI propuseram, então, recomendação para que as distribuidoras buscassem a redução dos gastos com pessoal, mediante programas de demissão voluntária, de aposentadoria incentivada, corte de funções comissionadas e outros.
65. A Secex-RR propôs, também, o envio de comunicação a esta SeinfraElétrica acerca de possível recomendação à Aneel para: compensar prejuízo advindo de ação judicial que suspendeu a aplicação da revisão tarifária; e realizar estudo a fim de verificar a adequação do PMSO regulatório à realidade da distribuidora. A última parte dessa proposta também foi objeto de sugestão da Secex-PI. A proposta da Secex-RR não foi acatada, no entanto, pelo Acórdão 177/2017-TCU-Plenário.
66. Quanto a esse ponto, convém esclarecer que a regulamentação utilizada pela Agência para definir custos operacionais baseia-se em *benchmark*. Para tanto, o Regulador emprega os custos reais de empresas comparáveis, seja pelo tamanho do mercado, seja pela complexidade da área de concessão. O intuito dessa metodologia é conceder incentivos às distribuidoras menos eficientes para que busquem a redução de seus custos, até atingirem patamares já observados em outras companhias de distribuição. Esse é o cerne da regulação por incentivos, motivo pelo qual o referido aresto não acatou as propostas supracitadas da Secex-RR.
67. Para emitir recomendação a respeito, esta Corte deve debruçar-se sobre os alicerces da metodologia regulatória, confrontando-os com a realidade das referidas empresas, o que não foi feito nos trabalhos cujos resultados este relatório busca consolidar.
68. De toda forma, entende-se não ser oportuno encampar tal proposta neste momento, por dois motivos principais: (i) as distribuidoras federais encontram-se em processo de privatização, o qual, quando concluído, transferirá aos novos concessionários a responsabilidade de pleitear junto à Aneel eventuais revisões quanto aos custos operacionais em suas áreas de concessão; e (ii) as empresas designadas têm feito jus a complementação financeira, na figura da Remuneração Adequada citada anteriormente.
69. Logo, ainda que se trate de empréstimo, existe mecanismo financeiro que compensa o déficit das distribuidoras em relação aos parâmetros regulatórios durante o período de prestação temporária. Não se descarta, contudo, reavaliar a referida proposta caso o mencionado período seja revogado ou as privatizações das distribuidoras federais se frustrem.
70. Oportuno ressaltar que a Aneel inclui, dentro dos custos operacionais regulatórios, um montante para cobertura da inadimplência a que estarão sujeitas as distribuidoras. A Agência parte do pressuposto de que sempre haverá um percentual de clientes inadimplentes, e que as distribuidoras podem repassar esses custos aos consumidores. Por aderência ao princípio regulatório da indução à eficiência, não se repassa toda a inadimplência à tarifa, mas somente um percentual, estabelecido pelo Regulador. Os montantes que excederem esse percentual serão prejuízo da distribuidora.
71. As Tabelas 3 e 4 demonstram a inadimplência das empresas em dezembro de 2015, quanto à receita faturada e não recebida em doze e 24 meses, respectivamente.

Tabela 3 – Percentual da receita faturada há doze meses e ainda não recebida em dezembro de 2015 (%).

Classe\Distribuidora	EletroAcre	Ceal	Cepisa	Ceron	Boa Vista
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	0	0,25	0,01	0	0
RESIDENCIAL TOTAL	0,04	0,71	0,04	6,73	0,37
INDUSTRIAL	0,04	0,12	0,05	36,23	0
COMERCIAL	1,24	0,39	0,33	55,48	0
RURAL	0,02	0,13	0,08	0,1	0
PODER PÚBLICO	0,63	0,17	0,08	8,71	1,7
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	2,66	0,05	0,08	17,86	0
SERVIÇO PÚBLICO	0,04	1,86	0,05	0	0,92

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em fevereiro de 2017)

Tabela 4 – Percentual da receita faturada há 24 meses e ainda não recebida em dezembro de 2015 (%).

Classe\Distribuidora	EletroAcre	Ceal	Cepisa	Ceron	Boa Vista
RESIDENCIAL BAIXA RENDA	0,01	0,03	0	0	0
RESIDENCIAL TOTAL	0,06	0,11	0,07	1,71	0
INDUSTRIAL	0,03	0,16	0,1	10,04	0
COMERCIAL	0,1	0,17	0,37	18,47	0
RURAL	0,01	0,21	0,09	0	0
PODER PÚBLICO	0,42	0,14	0,12	4,57	1,1
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	0,58	0,13	0,04	14,8	0
SERVIÇO PÚBLICO	0,02	0,02	0,01	0	0

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em fevereiro de 2017).

72. Percebe-se que os percentuais de inadimplência caem, em geral, a valores pouco significativos após 24 meses. É exceção à regra a Ceron, que apresenta altos índices mesmo decorrido tal prazo.

73. Vale ressaltar, no entanto, que a inadimplência prejudica, também, o fluxo de caixa das empresas, as quais podem ser impedidas a recorrer a financiamentos ou não honrarem seus compromissos setoriais, uma vez que parte da receita pode demorar a ser recebida. Logo, índices baixos após dois anos de faturamento não representam, necessariamente, ausência de impacto significativo para as distribuidoras.

74. As Secex em RR e AC e a CGU apontaram os altos níveis de inadimplência do setor público como constatação em suas fiscalizações. Já as Secex em RO e AM pontuaram que os percentuais de inadimplência encontravam-se superiores aos limites regulatórios.

75. A Secex-RR destacou que o cadastro de clientes da Boa Vista Energia estava incompleto para 25% dos consumidores e propôs a adoção de procedimentos periódicos para sua manutenção e atualização. Propôs, ainda, que a distribuidora adote medidas para o recebimento de débitos com o governo estadual, como a busca à compensação com tributos estaduais, os acordos administrativos e as ações judiciais. Por fim, sugeriu comunicar ao Governo do Estado de Roraima e à Assembleia Legislativa do Estado os débitos do Governo e das empresas estaduais.

76. A Secex-AM propôs dar ciência à distribuidora de jurisprudência capaz de auxiliar o combate à inadimplência do setor público, a exemplo do entendimento deste Tribunal expresso no Acórdão 902/2015-TCU-Plenário, e de entendimento do Tribunal de Contas do Estado do Piauí consubstanciado nas Decisões 120/2011 e 1.071/2014 do Plenário.

77. O supracitado acórdão determinou à Eletrobras Distribuição Roraima que suspendesse o fornecimento de energia dos órgãos e entidades públicos inadimplentes, observando as disposições legais, e preservando as unidades públicas essenciais, como hospitais, centros de saúde, escolas, creches e afins. Já as decisões do TCE-PI sustentam a possibilidade de se considerar a

inadimplência junto à distribuidora falha grave, podendo ensejar a rejeição das contas do responsável.

78. Além da inadimplência do setor público, o relatório da CGU deteve-se, ainda, sobre constatação quanto à inadimplência do setor sulcroalcooleiro, de hospitais e de clínicas.

79. A área técnica da CGU, assim, propôs que a Eletrobras Distribuição Alagoas envie ao Tribunal de Contas do Estado de Alagoas a relação atualizada de débitos de órgãos públicos estaduais e municipais, para que o TCE-AL avalie a adoção de entendimento similar ao do TCE-PI, quando do julgamento das contas de gestores. Sugeriu, ainda, a adoção da jurisprudência contida no Acórdão 902/2015-TCU-Plenário, suspendendo o fornecimento de energia a órgãos inadimplentes. Propôs, também, a adoção de procedimentos formalmente aprovados pela empresa com vistas à melhoria do processo de cobrança de faturas, juntamente com levantamento atualizado de devedores, contendo principal, juros e multa, de forma a evitar a prescrição de dívidas.

80. Por fim, recomendou a elaboração de plano de ação para intensificar a implementação do Projeto Sinergia e das ações de combate à inadimplência, como os cortes, o recadastramento de clientes e as cobranças judiciais. Ressalte-se que o Projeto Sinergia tem como base o princípio de redimensionar o quantitativo de equipes disponíveis da empresa baseado em estudo estatístico de quantidade de ocorrências por dia e horário.

Perdas de Energia

81. As distribuidoras são responsáveis por comprar toda a energia necessária para suprir seus mercados consumidores. No entanto, nem toda a energia comprada chega aos consumidores finais. Parte se dissipa, em função de fenômenos físicos, na rede da distribuidora. Essa é a chamada Perda Técnica de Energia.

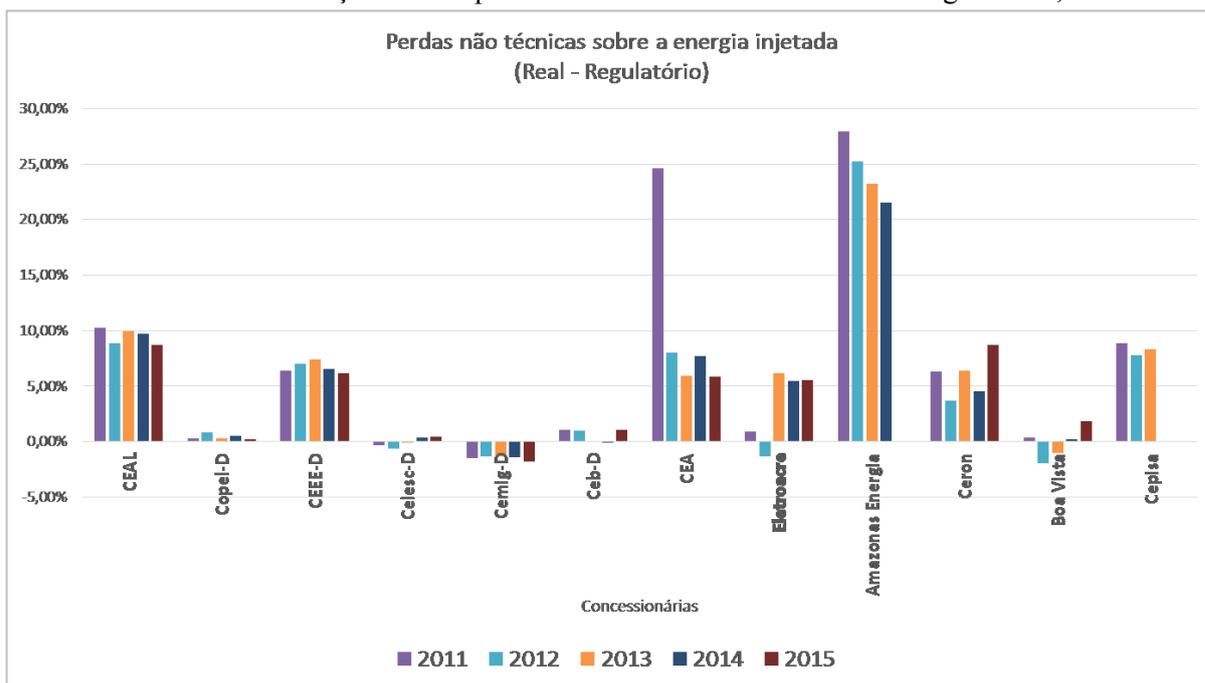
82. Ademais, nem toda a energia que chega aos consumidores finais é faturada. Parte é desviada por meio de furtos, fraudes, ou mesmo não faturada em razão de erros de leitura. Essas são chamadas de Perdas Não Técnicas.

83. A regulamentação da Aneel entende que é inevitável a existência de perdas na rede da distribuidora, quer técnicas ou não técnicas. Porém, como forma de incentivar as empresas a combaterem-nas, especialmente as não técnicas, a Agência repassa à tarifa somente um percentual das perdas. Esse percentual é calculado com base em comparações entre distribuidoras, considerando a complexidade do combate às perdas nas respectivas áreas de concessão. Companhias que atuam em áreas igualmente ou mais complexas, mas possuem níveis inferiores de perdas, tornam-se referencial para outras distribuidoras.

84. Em vista disso, quando as empresas possuem perdas reais em percentuais acima dos definidos pela Aneel, chamados percentuais regulatórios, devem arcar com a diferença sem cobertura tarifária, o que representa comprometimento do retorno dos acionistas.

85. O Gráfico 19 demonstra a situação das empresas da Eletrobras quanto ao combate às perdas não técnicas, bem como traz outras empresas para comparação.

Gráfico 19 – Diferença entre as perdas não técnicas reais e os limites regulatórios, em %.



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados disponibilizados no site da Aneel (acesso em julho de 2016).

86. Percebe-se que todas as companhias federais, com exceção da Boa Vista, possuem perdas não técnicas reais superiores às regulatórias. O caso da Amazonas Energia (AmE), contudo, merece destaque. Como se observa, a referida distribuidora ultrapassa os limites regulatórios em mais de 20%. A Tabela 5 revela os custos com perdas suportados pela AmE de 2011 a 2015, bem como, para fins de percepção da gravidade da situação da concessionária, os Valores da Parcela B (VPB) constantes das tarifas a cada ano. A Parcela B representa os recursos necessários para cobrir custos de operação e manutenção, reposição de ativos e remuneração dos acionistas.

Tabela 5 – Perdas não técnicas sem cobertura tarifária em contraste com os montantes de Parcela B (VPB) constantes das tarifas, de 2011 a 2015.

Ano	Montante de perdas não técnicas sem cobertura tarifária (R\$)	VPB (R\$)
2011	675.977.105,70	356.585.564,90
2012	603.471.311,58	413.340.580,71
2013	470.556.674,78	452.978.536,42
2014	529.293.789,24	365.039.203,87
2015	706.702.272,87	353.858.060,13

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados coletados junto à Amazonas Energia pela Secex-AM, e da resposta da Aneel ao Ofício 0199/2016-TCU/SeinfraElétrica.

87. Conforme se observa, os montantes de perdas superam a Parcela B da distribuidora em algumas centenas de milhões de reais. Essa situação é economicamente insustentável, dado que a empresa não possui caixa sequer para cobrir seus custos ordinários.

88. Ocorre que a Lei 13.299/2016 modificou a forma de rateio dos custos com compra de energia para as distribuidoras cujas capitais não estavam interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) na data de nove de dezembro de 2009, o que inclui a AmE, para efeito dos reembolsos da Conta de Combustíveis (CCC). A partir de 2016, estarão contempladas na tarifa e serão reembolsadas pela CCC, conforme as regras desse fundo, as perdas técnicas e não técnicas reais ocorridas em 2015.

89. De 2017 a 2025, será aplicado um fator de redução de 10% ao ano às perdas reais ocorridas em 2015 e este será o referencial para fins tarifários e de reembolso. Em outras palavras, a supracitada norma legal igualou as perdas regulatórias de 2016 às perdas reais de 2015 e, a partir daí, para os próximos nove anos, haverá uma redução anual de 10% desse parâmetro regulatório.

90. Essa modificação retirou da Amazonas Energia o ônus das perdas acima dos limites regulatórios outrora definidos pela Aneel e o repassou aos consumidores da distribuidora, via tarifa, e aos consumidores de todo o país, via encargo CCC. Note-se que há, ainda, a possibilidade de a AmE arcar com um percentual das perdas, desde que ultrapasse os novos parâmetros regulatórios, mas o impacto passou a ser consideravelmente menor, visto que os limites regulatórios tornaram-se mais elevados. Essas mudanças trazem conforto para a Amazonas Energia, porém, na prática há um afastamento das concessões abrangidas pela Lei 13.299/2016 da trajetória de eficiência até então buscada pelo regulador.

91. Todas as **Unidades Executoras** apontaram que há perdas reais acima dos percentuais regulatórios como constatação em suas fiscalizações, à exceção da Secex-RR. Do ponto de vista do modelo de regulação por incentivos adotado pela Aneel, as trajetórias para redução das perdas estavam sendo definidas ao longo das diversas revisões tarifárias, previstas em contrato, a que todas as concessões se sujeitaram ao longo dos últimos 15 anos. O legislador, no entanto, avocou o poder regulatório e definiu que a trajetória para redução das perdas deveria ter por parâmetro inicial os valores reais incorridos no ano de 2015.

92. As Secex no PI e RO propuseram recomendar a intensificação das campanhas de conscientização quanto aos acidentes, prejuízos e ao caráter criminoso das fraudes e furtos de energia.

93. A equipe técnica da CGU, por sua vez, propôs emitir-se determinação à Ceal para que remeta à Controladoria os relatórios trimestrais relativos ao cumprimento do plano de prestação temporária, no que tange às perdas de energia. Verifica-se, assim, a intenção daquele órgão de também monitorar a evolução da distribuidora no combate aos furtos e fraudes.

94. Por seu turno, a Secex-AM propôs recomendar à distribuidora que: envide esforços no sentido de combater as perdas, em especial as não técnicas, adequando-as aos limites regulatórios da Aneel; assegure lotação adequada de pessoal nos setores responsáveis pelo combate às perdas; crie mecanismos para calcular o índice de perdas técnicas reais; adote providências necessárias para evitar atrasos na conclusão do Projeto Energia+; e aperfeiçoe seus sistemas de registro de forma a apresentar informações confiáveis.

Indicadores Financeiros

95. A situação financeira das distribuidoras está intrinsecamente ligada às condições da prestação do serviço, havendo forte conexão entre a dimensão econômico-financeiro e a operacional. Isso acontece porque a prestação do serviço em patamar de qualidade demandado pela sociedade requer aportes expressivos de recursos para a construção, operação e manutenção dos ativos atrelados à concessão.

96. Mais concretamente, a distribuidora precisa repor ativos depreciados, investir em ativos/programas adicionais para incrementar a qualidade ou mesmo para expandir seu mercado, quando necessário, além de todos os outros custos comuns às empresas em geral (salários, custos administrativos, fornecedores e outros).

97. Cabe destacar que as distribuidoras operam com capital próprio alavancado por meio de empréstimos financeiros. Portanto, à parte dos dispêndios retrocitados, essas empresas precisam gerar riqueza suficiente para cobrir o serviço da dívida.

98. Com fundamento nessas premissas, a Aneel definiu indicadores para aferir a situação financeira dessas companhias, sendo o principal o exposto a seguir:

Dívida Líquida/(Geração operacional de caixa – Investimentos de reposição)

99. Para este indicador, além das dívidas das distribuidoras, são utilizados como *proxy* de geração operacional de caixa o EBITDA (*earnings before interest taxes depreciation and amortization*) e dos investimentos de reposição a Quota de Reintegração Regulatória (QRR).

100. Para a área técnica da Agência Reguladora, esse indicador estaria em patamares apropriados quando seus valores fossem menores ou iguais a sete, nos termos da Nota Técnica 353/2014-SFF/ANEEL. Isso, resumidamente, representa que a geração de caixa das empresas, descontados os investimentos necessários para repor ativos depreciados e manter a prestação do serviço, levaria até sete anos para quitar a dívida líquida da empresa.

101. A Tabela 6 traz os valores do indicador de endividamento para as empresas federais, de 2011 a 2015.

Tabela 6 – Valores do indicador de endividamento (Dívida Líquida/(Ebitda – QRR)) para as empresas de distribuição federais¹.

Distribuidora/ano	2011	2012	2013	2014	2015
Ceal	Ebitda Negativo	Ebitda Negativo	Fluxo Negativo	Ebitda Negativo	Ebitda Negativo
Cepisa	57,7	Fluxo Negativo	Fluxo Negativo	12,2	Ebitda Negativo
Ceron	Ebitda Negativo	10,8	Ebitda Negativo	25,5	Ebitda Negativo
Eletroacre	Ebitda Negativo	Ebitda Negativo	Ebitda Negativo	3,4	Ebitda Negativo
Boa Vista	Ebitda Negativo				
AmE	Ebitda Negativo				

¹Fluxo Negativo significa que a diferença Ebitda – QRR é menor que zero, quando o Ebitda foi positivo.

Fonte: Elaboração própria, a partir da resposta da Aneel ao Ofício 0199/2016-TCU/SeinfraElétrica.

102. Como se pôde observar, a situação financeira das distribuidoras federais encontra-se bastante degradada, havendo predominância de exercícios financeiros em que a geração operacional de caixa foi negativa. Em cinco anos, o referencial teórico assinalado pela área técnica da Aneel foi atingido uma única vez, pela Eletroacre, em 2014.

103. Isso realça a relevância que os demais aspectos da prestação do serviço de distribuição, a saber, a qualidade, os custos operacionais e o combate às perdas, possuem. Uma situação financeira comprometida representa menos recursos disponíveis para investir nessas áreas, o que culmina em mais violações dos limites regulatórios de qualidade e, portanto, maiores compensações financeiras; mais gastos com manutenção e operação em virtude da não substituição de equipamentos obsoletos, pela falta de recursos; e maiores percentuais de perdas sem cobertura tarifária. Esses fatores, por sua vez, comprometem ainda mais a situação financeira da distribuidora, criando-se, assim, um ciclo prejudicial à adequada prestação do serviço.

104. Todas as **Unidades Executoras** apontaram a situação financeira deteriorada das respectivas distribuidoras.

105. A Secex-RR ressaltou a suspensão dos processos de reajuste tarifário da Boa Vista Energia, desde 2014, o que levou a empresa a arcar com custos sem cobertura da Conta de Combustíveis Fósseis (CCC), além da contratação de geradores com parâmetros de eficiência abaixo dos estipulados pela Aneel, para fins de reembolso da referida conta. Destaque-se que a concessionária não pôde aplicar reajustes tarifários em razão de inadimplência intrassetorial, conforme regramento aplicável pela Aneel a todas as concessionárias de distribuição.

106. A Secex-AC indicou a inadimplência setorial como uma das razões da situação financeira comprometida da Eletroacre, uma vez que impediu o recebimento de recursos de fundos setoriais.

107. A Secex-PI destacou que os fluxos e o EBTIDA da Cepisa são recorrentemente negativos. Esse fato também foi salientado pelas Secex-RO e Secex-AM, em relação à Ceron e à Amazonas Energia, e pela CGU, no que se refere à Ceal. A **Unidade Executora** no Piauí sugeriu recomendação à Cepisa para que adote medidas para contenção do crescente endividamento, inclusive mediante a melhora do controle e combate de perdas e da inadimplência; e para que elabore planejamento orçamentário-financeiro para a utilização dos recursos oriundos do empréstimo da RGR e de eventuais créditos junto aos fundos setoriais, de modo a mitigar os efeitos do elevado endividamento.

108. A Secex-RO apontou o alto endividamento da Ceron como constatação de auditoria, salientando que, no curto prazo, as obrigações superam os bens e direitos a receber em mais de R\$ 1 bilhão. Ressaltou, ainda, que as dívidas do passivo circulante referem-se principalmente aos débitos junto à Petrobrás Distribuidora, no montante de R\$ 1 bilhão. A **Unidade Executora** propôs recomendações semelhantes às da Secex-PI.

109. Além da geração operacional de caixa negativa, a Secex-AM realçou o elevado endividamento da Amazonas Energia, mas propôs somente dar ciência da situação à distribuidora.

110. A área técnica da CGU, por sua vez, evidenciou o endividamento em níveis insustentáveis em termos de capacidade de pagamento da Ceal, considerando os atuais resultados financeiros dessa distribuidora. Ademais, destacou o pagamento aos empregados de Participação nos Lucros e Resultados (PLR), mesmo com sucessivos prejuízos acumulados e não amortizados.

111. As recomendações da controladoria foram para que a distribuidora: estabeleça metas de pagamento de PLR vinculadas ao menor valor entre os limites regulatórios e às metas do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE); e elabore planejamento para utilizar os recursos oriundos do empréstimo da RGR, das compensações por descumprimento dos limites dos indicadores de qualidade e de outros créditos setoriais, de modo a mitigar os efeitos do elevado endividamento, do atraso das obras sem financiamento e da inadimplência da empresa, especialmente a intrassetorial.

CONCLUSÃO

112. O presente trabalho consistiu na elaboração de relatório consolidado da Fiscalização de Orientação Centralizada (FOC) nas distribuidoras de energia elétrica federais. A orientação técnica especializada ficou a cargo desta SeinfraElétrica, mas as auditorias foram executadas de forma independente pelas Secretarias nos Estados do Acre, do Amazonas, do Piauí, de Rondônia e de Roraima. Participou, ainda, o Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União (CGU), que ficou responsável pela fiscalização da Eletrobras distribuição Alagoas (Ceal).

113. Em que pese o apoio técnico ofertado por esta SeinfraElétrica, com a oferta de curso teórico e *workshop* em Brasília, bem como a sugestão de procedimentos de auditoria, modelos de matriz de planejamento e outros, cada fiscalização contou com coordenação e supervisão locais, e possuirá relatório e acórdão próprios.

114. Os Tribunais de Contas Estaduais (TCE) que possuíam distribuidoras estatais em sua jurisdição, a saber: Amapá (Cea), Minas Gerais (Cemig), Paraná (Copel), Santa Catarina (Celesc) e Rio Grande do Sul (CEEE) foram convidados a participarem da fiscalização, mas a consolidação dos trabalhos por eles desenvolvidos não é objeto deste relatório.

115. A FOC contou também com a participação da SecexEstatais, atuando junto à Eletrobras, na figura de controladora das distribuidoras federais. Contudo, em função de caso fortuito, os resultados do relatório daquela Secretaria não foram disponibilizados para inclusão neste consolidado.

116. As fiscalizações buscaram avaliar o risco da deterioração do valor das empresas e da qualidade do serviço durante o período de prestação temporária. Para isso, foram aplicados procedimentos afetos a quatro áreas da distribuição: qualidade, custos operacionais (incluindo inadimplência), perdas de energia elétrica, e indicadores financeiros.

117. Os resultados no âmbito da qualidade indicam o reiterado descumprimento dos limites regulatórios dos indicadores de continuidade da prestação do serviço, DEC e FEC. Além disso, há pouca perspectiva de mudança, em razão da ausência de recursos para a execução de obras de melhoria e da comprometida situação financeira dessas distribuidoras.

118. Quanto aos custos operacionais, apontou-se que, recorrentemente, os custos reais têm superado os parâmetros regulatórios reconhecidos em tarifa. Isso significa que as empresas estão longe do nível de eficiência esperado pelo Regulador, o que lhes implica ônus financeiro. Mostrou-se que, em alguns casos, os gastos com pessoal possuem peso expressivo dentro dos custos das distribuidoras, contribuindo de maneira relevante para a diferença apontada.

119. Ainda sobre custos operacionais, evidenciou-se o peso do setor público na inadimplência das distribuidoras. Em algumas, outros setores também têm relevância na inadimplência, como o setor sulcroalcooleiro, no caso da Ceal. Os piores níveis gerais foram observados na Ceron, em que o percentual da receita faturada há doze meses e ainda não recebida atingiu 36% e 55%, para as classes industrial e comercial, respectivamente em 2015. Quando considerada a receita faturada há 24 meses, esses percentuais caem para 10% e 18%, respectivamente, sendo ainda bem superiores aos apresentados pelas outras empresas federais, que são sempre inferiores a 1%.

120. No que tange às perdas de energia elétrica, observou-se que praticamente todas as distribuidoras federais possuem níveis superiores aos percentuais regulatórios definidos pela Aneel. O caso emblemático, contudo, é o da Amazonas Energia (AmE), que tem arcado com valores de perdas superiores aos Valores da Parcela B (VPB) reconhecidos em sua tarifa desde 2011. Dentre as falhas apontadas pela fiscalização na AmE, estão a lotação deficitária de pessoal nos setores de combate às perdas, os sistemas de registro pouco confiáveis e os atrasos de ações relacionadas ao tema, como o Programa Energia+.

121. Em relação aos indicadores financeiros, foi comum encontrar endividamentos elevados com geração operacional de caixa negativa. Algumas distribuidoras possuem dívidas relevantes com a Petrobras Distribuidora, as quais são relativas à compra de combustíveis para suprimento dos sistemas isolados. Quanto a essa situação, vislumbrou-se nos empréstimos oriundos de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) uma oportunidade de amenizar os efeitos do alto endividamento, especialmente do intrassetorial.

122. As constatações apresentadas demonstram o quão crítica é a situação das distribuidoras federais, as quais possuem, via de regra, condições financeiras pouco sustentáveis e, em sua maioria, prestam serviço de baixa qualidade aos consumidores.

123. Em que pese a Lei 13.299/2016 ter dado fôlego à AmE quanto ao combate às perdas, e o regime de prestação temporária ter trazido sistemática de complementação financeira via empréstimos da RGR às distribuidoras federais, não se vislumbra, com base nos resultados apresentados, perspectiva de melhora na qualidade e na situação financeira dessas empresas. Pelo contrário, os resultados apontam para um alto risco de deterioração do valor dos ativos dessas empresas, bem assim, da qualidade do serviço, caso a prestação temporária se estenda por longos períodos.

124. Destaque-se que a fiscalização inicialmente planejada para ser executada por esta SeinfraElétrica tinha como objetivo avaliar as ações dos órgãos e entidades superiores do setor elétrico, a saber, o MME e a Aneel, destinadas a criar um ambiente propício à sustentabilidade da prestação do serviço de distribuição pelas empresas federais.

125. Ocorre que a opção adotada pelo governo com o intuito de melhorar as condições de prestação do serviço nas áreas atendidas por essas empresas foi a privatização de todas as companhias controladas pela Eletrobras atreladas à distribuição de energia. O processo teve início com a desestatização da Celg-D, que se deu no final de 2016. Pretende-se, agora, privatizar todas as distribuidoras federais até o final de 2017, as quais foram incluídas no PPI pelo Decreto 8.893/2016 e continuarão prestando o serviço em caráter temporário.

126. Com base nessa escolha governamental, entende-se que o maior risco à boa prestação do serviço e ao consumidor é que essa situação de prestação temporária do serviço se prolongue por muito tempo. Isso não seria desejável porque as distribuidoras federais já demonstraram não ter fôlego para investir em melhorias, dada a corroída condição financeira em que se encontram; na mesma ocasião em que optou por não aceitar as condições para renovação dessas concessões e optou por privatizá-las, a Eletrobras decidiu não injetar mais recursos nessas companhias; e, embora estejam recebendo recursos via empréstimo da RGR, os montantes foram calculados de forma a somente manter as condições atuais, longe da busca pela eficiência, e, de toda forma, trata-se de um aumento do passivo das empresas.

127. Dessa forma, eventual auditoria desta Unidade Técnica deveria ser direcionada a impelir o Poder Concedente a não prolongar a atual situação e dar celeridade ao processo de privatização.

128. Destaque-se, contudo, que o MME já encaminhou a este Tribunal a documentação inicial referente aos procedimentos para venda dessas empresas, a qual encontra-se acostada aos TC 035.909/2016-1, TC 035.911/2016-6, TC 035.912/2016-2, TC 035.913/2016-9, TC 035.915/2016-1 e TC 035.916/2016-8.

129. Ademais, por força das disposições da Instrução Normativa (IN) TCU 27/98, esta Unidade Técnica é responsável pelo acompanhamento da privatização dessas distribuidoras, nos moldes dos estágios previstos na citada IN.

130. Percebe-se, assim, que a interação com o Poder Concedente, tendente a evitar a dilatação do período de prestação temporária do serviço de distribuição pelas empresas federais, pode ocorrer dentro dos processos de acompanhamento das privatizações, que são obrigatórios por



força da IN TCU 27/98. Logo, haveria duplicidade de esforços em se realizar a fiscalização inicialmente prevista concomitantemente aos referidos acompanhamentos.

131. Verifica-se, desse modo, que a auditoria autorizada pelo Despacho do Ministro Relator José Múcio, de 27/6/2016, no âmbito do Processo Administrativo TC 016.341/2016-3, perdeu sua conveniência e oportunidade. Em função disso, com fundamento nos princípios da racionalização administrativa e da economia processual, será proposto o arquivamento do presente processo, de modo a se evitar a duplicidade de esforços, tendo em vista que esta SeinfraElétrica realizará o acompanhamento dos processos de privatização das distribuidoras da Eletrobras no âmbito dos TCs 035.909/2016-1, 035.911/2016-6, 035.912/2016-2, 035.913/2016-9, 035.915/2016-1 e 035.916/2016-8, todos de relatoria do Exmo. Min. José Múcio.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

132. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior remessa ao gabinete do Exmo. Ministro José Múcio Monteiro, propondo:

132.1 arquivar o presente processo, com fundamento nos princípios da racionalização administrativa e da economia processual, de modo a se evitar a duplicidade de esforços, tendo em vista que esta SeinfraElétrica realizará o acompanhamento dos processos de privatização das distribuidoras da Eletrobras no âmbito dos TCs 035.909/2016-1, 035.911/2016-6, 035.912/2016-2, 035.913/2016-9, 035.915/2016-1 e 035.916/2016-8, todos de relatoria do Exmo. Min. José Múcio.

Brasília, DF, 11/3/2017

Jônatas Carvalho Silva
AUFC
Matricula 9503-6