

Universidade Estadual de Campinas

Victor Naggiar Giovanoni

**DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA CEMAR,
CELPE E COELCE: COMPARAÇÃO PRÉ E PÓS PRIVATIZAÇÃO**

Campinas - São Paulo

2019

AGRADECIMENTOS

A minha irmã Laura, pelo exemplo, por ter me ensinado sobre a vida, e mostrado o melhor dela, desde que vim ao mundo.

A minha mãe, pelo amor incondicional.

Aos meus amigos Lipe Brait, Lucas Garbelotto, Daniel Quadros, Felipe Lobo e Marcelo Sarti (& família), pela parceria e amor de todo dia.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Miguel Juan Bacic, pelo tempo e paciência no trato com os alunos – qualidades que a experiência lhe forneceu.

Aos professores Eduardo Barros Mariutti e Jose Dari Krein, pelo suporte irrestrito nos momentos mais turbulentos que vivi na vida - que coincidentemente foram durante a minha graduação - mas que superei contando com a ajuda total destes.

RESUMO

Com base nos resultados financeiros e operacionais das distribuidoras CEMAR, CELPE e COELCE, este estudo busca verificar se a privatização destas - parte do Programa Nacional de Desestatização (PND) brasileiro que reestruturou o setor nos anos 1990 - teve impacto no desempenho de suas atividades nos anos seguintes. O resultado da análise será apresentado somente após uma seção do trabalho destinada à exposição do setor elétrico antes de sua reestruturação; de outra, que apresentará modelo de governança que se solidificou a partir das mudanças citadas; e finalmente da seção onde serão expostos os resultados, dados e metodologia utilizada, de modo que ao final do texto, se espera responder à pergunta “o desempenho das distribuidoras analisadas melhorou após a privatização?”. A hipótese é que as empresas tiveram resultados financeiros melhorados imediatamente – em função da reestruturação do setor que voltou colar as tarifas aos custos reais das distribuidoras – enquanto o nível do serviço entregue melhorou gradativamente apenas.

Palavras-chave: Distribuidoras, Energia, Privatização, Desempenho

ABSTRACT

Based on financial and operational results of the utilities CEMAR, CELPE and COELCE, this study is proposed to verify if the privatization of these – part of the Brazilian National Privatization Program (PND), which restructured the electrical sector during the 1990's decade – had impact on their performance in the recent following years. The results of the analysis will only be presented after a section destined to the exposition of the electric sector as it was before the restructuring; another section designated to present the governance model that proceeded in the following years, and finally a section reserved to the presentation of the results, where the answer to the question “did the utilities performance improve after their privatization?”. The hypothesis is that they had financial results improved immediately – associated to the sector restructuring, that enhanced tariffs to be closer to the real costs of utilities – while the operational service level improved gradually.

Key words: Utilities, Energy, Privatization, Performance

Sumário

1. Introdução	7
2. Antecedentes da reestruturação do Setor Elétrico	9
2.1 Contextualização histórica - da abundância à escassez de crédito	9
2.2 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro até 1980	12
3. O Novo Modelo	15
4. Dados e Procedimentos Metodológicos	19
4.1 Operação das Distribuidoras – Indicadores	19
4.1.1 Operação das Distribuidoras – Metodologia	19
4.2 Resultado Financeiro das Distribuidoras – Indicadores	20
4.2.1 Resultado Financeiro das Distribuidoras – Metodologia	20
5. Análise	25
5.1 Operação	25
5.2 Financeiro	26
6. Conclusão	38
7. Referências Bibliográficas	41
8. ANEXOS	44
8.1 ANEXO 1 – Duração Equivalente por Consumidor – DEC (1993-2016)	44
8.2 ANEXO 2 – Frequência Equivalente por Consumidor - FEC (1993-2016)	45
8.3 ANEXO 3 – Tabelas DEC/FEC - variação (A0)/(A-1) (1993-2002)	46

1. Introdução

Os efeitos que o setor de energia elétrica sentiu com a reforma realizada no modelo de Estado brasileiro, principalmente a partir dos anos 1990, são parte do debate acerca das privatizações – este, que é revivido a cada quatro anos, voltando à cena das discussões políticas a cada eleição disputada no país. Durante a implementação do Programa Nacional de Desestatização (PND)¹ (SAUER et. al. 2003), precursor deste movimento no setor elétrico nacional, não foi diferente: muito se debateu sobre o programa que teve início no governo Collor, onde se venderiam empresas do setor industrial; e continuado pelo governo de Fernando Henrique Cardoso, período que se realizariam as privatizações de empresas de serviço público, marcando efetivamente o setor elétrico brasileiro - este que via a sua capacidade de financiamento por parte do Estado ser esgotada, motivando as privatizações. (PRONI e LYRIO, 2005).

Das inúmeras empresas estatais do setor que foram vendidas neste período, o presente trabalho tem como objeto de estudo as seguintes: Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), parte do Grupo Equatorial de Energia; a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) – cujo acionista majoritário é a espanhola Iberdrola; e a Companhia Energética do Ceará (COELCE) - hoje, controlada pela italiana Enel, as quais juntas atendem atualmente 9,56 milhões de pessoas².

O objetivo principal é comparar o desempenho das empresas antes e depois de serem privatizadas, capturando os reflexos dos impactos da política do PND e da reestruturação do setor elétrico sobre suas atividades. Para tanto, serão utilizadas as abordagens:

- i) sob a perspectiva de suas operações - por meio da análise da evolução dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora (DEC) e Frequência de Interrupção por unidade consumidora (FEC);
- ii) sob a perspectiva de saúde financeira das distribuidoras - leia-se, capacidade de financiamento e liquidez - fazendo uso dos indicadores Endividamento Geral (EG);

¹ promulgada no Governo Collor, a lei 8.031/90 foi um marco inicial para a reforma do setor de infraestrutura, criando o Programa Nacional de Desestatização, além de dar outras providências.

² dados de mercado: SPARTA COELCE - audiência 004/2019; SPARTA CEMAR audiência 027/2017; e SPARTA CELPE – audiência 003/2017 - Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>

Composição das Exigibilidades (EG); Liquidez Corrente (LC) e Liquidez Geral (LG). O trabalho também busca analisar tais resultados com enfoque na capacidade de geração de caixa, utilizando o EBIT como proxy do EBITDA, já que a base de dados disponível não conta com informações de Depreciação e Amortização – as quais seriam necessárias para se chegar ao EBITDA. Quanto à lucratividade das empresas, serão usados os indicadores Margem de Lucro Operacional (MLO); Retorno sobre Ativo; e Retorno sobre Patrimônio Líquido.

O resultado da análise será apresentado somente após uma seção do trabalho destinada à exposição do setor elétrico antes de sua reestruturação; de outra, que apresentará modelo de governança que se solidificou a partir das mudanças citadas; e finalmente da seção onde serão expostos os resultados, dados e metodologia utilizada, de modo que ao final do texto, se espera responder à pergunta “o desempenho das distribuidoras analisadas melhorou após a privatização?”. A hipótese é que as empresas tiveram resultados financeiros melhorados imediatamente – em função da reestruturação do setor que voltou colar as tarifas aos custos reais das distribuidoras – enquanto o nível do serviço entregue melhorou gradativamente apenas, como consequência da melhora financeira inicial.

2. Antecedentes da reestruturação do Setor Elétrico

2.1 Contextualização histórica - da abundância à escassez de crédito

Os 25 anos que precedem a década de 1990 foram marcados pela crise internacional, crise cambial brasileira e crise geopolítica, condensando indeterminações e transformações que ocorreram durante este período no mundo. No Brasil a oferta de crédito – que é imprescindível para realização de obras de infraestrutura, tais como usinas hidrelétricas - durante este intervalo de tempo teve dois momentos distintos: um, de abundância, na década de 1970; e um de escassez, na década de 1980. O primeiro momento (de abundância de capital barato) esteve associado à crise dos países centrais, que acabou contribuindo para o acesso “desimpedido” de países periféricos ao capital advindo do petróleo (petrodólares)³ (MEDEIROS, 2014), o qual inundou os mercados financeiros europeus, principalmente a partir das crises do petróleo (primeira, em 1973, e segunda em 1979). Foi durante esta janela de oportunidade de acesso à capital barato que o Brasil financiou muitos projetos de infraestrutura, inclusive do setor elétrico (hidrelétricas, Furnas, Itaipu), que mais tarde, seriam vendidos.

Conforme sintetiza José Luís Fiori, em seu texto “Balanço histórico da crise”, publicado na revista da Central Única dos Trabalhadores (CUT) sobre a crise do final do século XX (FIORI, 1999), o Milagre Econômico da década de 1970 no Brasil se deu enquanto o mundo entrava em crise e os países centrais em recessão, o que contribuiria para que a oferta de capital engendrasse o “milagre” da década. A abundância de recursos gerados pelo petróleo, dada a conjuntura de desaceleração do crescimento nos países centrais, acabou por ficar disponível para países como o Brasil, que o acessou nos mercados financeiros europeus e aumentou a dívida dos anos 70 em um momento oportuno, viabilizando o segundo PND (Plano Nacional de Desenvolvimento). Este aumento da dívida brasileira, porém, seria exatamente o fator crucial a desencadear a crise dos anos 1990: frente ao impacto da segunda crise do petróleo de 1979, e consequente aumento da taxa de juros acompanhada da recessão nos países centrais, se esgotou

³ Outros fatores para o crescimento do euromercado podem ser colocados nos períodos mais tempestuosos dos anos 1970. Os países exportadores de petróleo acumulam grandes saldos comerciais em dólares que eram reciclados para financiar os países importadores de petróleo gerando um crescente endividamento dos últimos. Esse movimento ganha muita força após o grande aumento de preços promovido pela OPEP no chamado primeiro choque do petróleo de 1973 e no chamado segundo choque em 1979. A reciclagem desses ativos ocorria dentro do euromercado onde foram denominados de “petrodólares”. Essa reciclagem foi um importante fator no aumento do euromercado.

o acesso ao capital barato (mencionado acima), fazendo com que a dívida desse um “salto triplo mortal” (FIORI, 1999) e a crise de 1990 se instaurasse.

Após a segunda crise do petróleo (de 1979) o Brasil se encontrou em uma situação de restrição tanto pelo lado da balança de pagamentos quanto do *gap* de investimentos necessários para superar o gargalo de infraestrutura enfrentado no período após o “Milagre econômico”, nos anos 1970 (GOLDENBERG E PRADO, 2003). O financiamento do setor elétrico foi fortemente afetado. Agravou ainda a situação a ocorrência de altas taxas de juros norte americanas, que tinham como pano de fundo o reforço de sua hegemonia nos anos 1980 (TAVARES, 1985). A crise da dívida externa brasileira aprofundou-se, e inevitavelmente, o setor elétrico não fugiu das dificuldades de acesso a crédito - que era escasso no mundo todo, mas principalmente nos países devedores (América Latina). As taxas anuais de remuneração do setor elétrico se viram achatadas, em detrimento da manutenção da inflação em patamares baixos, conforme o FMI aconselhava – mesmo que, para tanto, o chamado “serviço pelo custo” tivesse que ser deixado de lado, de modo que a diferença entre a remuneração legal preestabelecida (maior) e a realmente efetivada (atenuada para fins de controle da inflação) fosse lançada pelas concessionárias na Conta de Resultado a Compensar (CRC)⁴ (GOLDENBERG E PRADO, 2003).

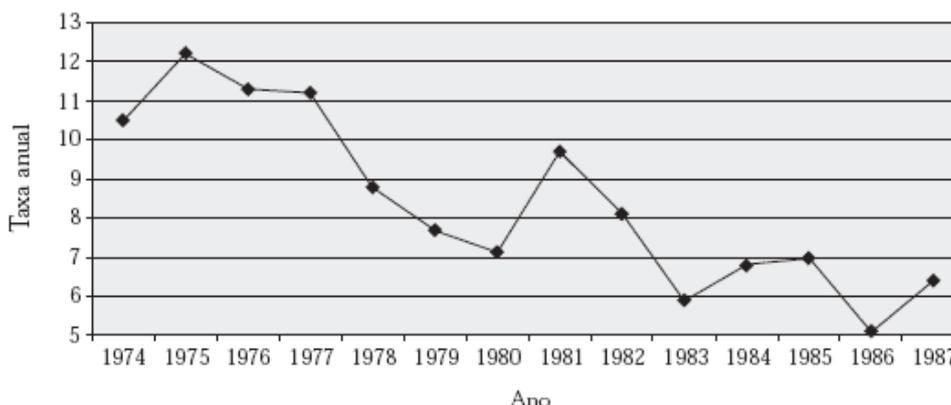


Figura 1. Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico (1974-1987).

Extraído de (GOLDENBERG E PRADO, 2003), página 222.

⁴ Frente ao contexto de redução de capacidade de autofinanciamento pelo Estado, agravado pela promulgação da Constituição de 1988 – que retirou o Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE), entre outras fontes de recursos – as empresas do setor elétrico tiveram aumento da inadimplência, pois se viam à cargo de alto serviço de dívida, já que o financiamento Estatal deixava de ser uma opção e o setor era impelido a utilizar recursos de terceiros.

Cabe mencionar que a ampla participação e recomendação do FMI aos países da América Latina era a face da estratégia liberal, tida como único caminho de desenvolvimento possível, culminando com as reformas estruturais aplicadas à maior parte dos países, ao Brasil, em especial, ganhando seus contornos definitivos ao final dos anos 1980 (FIORI, 1999). A fim de clarificar o *momentum* de dependência (ou submissão, como coloca Fiori) do Brasil, o trecho de Yolanda Vieira de Abreu, retirado de sua dissertação de Mestrado “A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas”, de 1999:

Atualmente, o mundo está sob o jugo das teorias neoliberais, organizadas em torno do tripé básico da “desregulamentação” da “privatização”, e da “abertura comercial, ideias consagradas por várias organizações multilaterais que se transformaram, na prática, no núcleo inexorável de formulação de pensamento e das políticas neoliberais voltadas para o “ajustamento econômico”, que passaram a fazer parte indissociável das recomendações e das condicionantes do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BIRD) etc. (ABREU, 1999).

Este pano de fundo ideológico influenciou a constituição das instituições e do novo modelo do setor elétrico que veio a se organizar no Brasil, afinal,

A constituição de setores de infraestrutura bem organizados e aptos ao pleno cumprimento de seu papel é influenciada pela existência e pelos critérios que orientam a política econômica, industrial, de desenvolvimento, sua sustentabilidade e abrangência. (SAUER et. al, 2003).

E se a constituição de setores de infraestrutura estava embebida da ideologia corrente que determinou e orientou a política econômica, industrial e de desenvolvimento na época, CHOSSUDOVSKY (1999, p.40) evidencia o *locus* em que se deu esta orientação, que determinou os moldes em que se deu a reestruturação do setor elétrico brasileiro, conforme veremos nas sessões adiante. Nesse sentido,

O Banco mundial está presente em muitos ministérios: as reformas na saúde, educação, indústria, agricultura, transporte, meio ambiente, etc. Estão sob sua jurisdição. Além disso, desde o final dos anos 1980, ele supervisiona a privatização de empresas estatais, a estrutura do investimento público e a composição dos gastos públicos através da chamada ‘Revisão dos Gastos Públicos’ (RGP). (CHOSSUDOVSKY, 1999).

2.2 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro até 1980

Até o final do século XX, o setor elétrico brasileiro era primordialmente constituído por um monopólio estatal, herdando a característica do Plano Nacional de Eletrificação (PNE), proposto originalmente por Vargas⁵ (LORENZO, H. C., 2002), em um cenário onde

A operação e o planejamento do sistema se davam em um ambiente de cooperação técnica entre empresas estatais federais de geração e transmissão e empresas estatais estaduais, com portes e características distintas. (BANDEIRA, 2003)

Neste contexto, além do domínio estatal, pode-se caracterizar o setor, institucionalmente, como desprovido de uma legislação específica de regulamentação: até a publicação do Código de Águas e da Constituição de 1934, a União apenas outorgava potenciais hidráulicos de rios federais, e os serviços eram basicamente “regulados” por meio de contratos celebrados entre municípios e empreendedores. O setor era então dominado por dois grandes grupos estrangeiros, a Light (que chegara ao Brasil no início do século XX, em 1905), e a Amforp (norte-americana, chegara ao país em 1927), ambas sob condições especiais de proteção contra crises cambiais⁶ (GOMES, 2008). Foi a partir das publicações do Código de Águas e Constituição de 1934, da criação do CNAE – Conselho Nacional de Águas e Energia, que o Estado passou a ter o domínio regulatório do segmento de energia (TOLMASQUIM, 2015). Da parte do controle das empresas do setor, foi durante o “Milagre” que este se deu: em 1964 a nacionalização do setor se inicia com a aquisição pela Eletrobrás de todas empresas do Grupo Amforp; esse processo foi encerrado em 1979, com a compra da Light, consolidando o

⁵ O PNE de Vargas incluía a formação de um Fundo Nacional de Eletricidade (FNE), a criação da Eletrobrás e previa forte articulação com o setor produtor de bens de equipamentos elétricos, reduzindo a participação dos capitais privados – especialmente estrangeiros – no setor, desenhando a divisão de atividades conhecida como “pacto de clivagem”, onde as empresas públicas ficariam responsáveis pela ampliação e capacidade de geração e interligação, enquanto as estrangeiras – Light e Amforp – se especializariam na distribuição. Por pressões agudas, principalmente de concessionárias estrangeiras, impediram que o plano fosse aprovado na forma proposta, tendo sido mantida, apenas, a criação do Fundo Federal de Eletricidade (FFE), com recursos provenientes de um Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE), criado em 1955. Esses recursos foram administrados originariamente pelo BNDE, que se tornou até 1963, junto com o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), o principal mentor e financiador dos planos de expansão do setor elétrico. (LORENZO, 2002).

⁶ A chegada da Light ao Brasil, primeiro em São Paulo, em 1899, e depois no Rio de Janeiro, em 1905, e também Amforp, em 1927, foi resultado da disponibilidade de recursos estrangeiros para investimentos conjugada com a “cláusula ouro”, que permitia às concessionárias corrigir suas tarifas pela depreciação da moeda, o que era particularmente relevante em momentos de grave crise cambial. (GOMES, 2008)

domínio estatal no setor⁷ (GOMES, 2008). Abaixo, encontra-se o fluxograma que ilustra o domínio do Estado no setor:

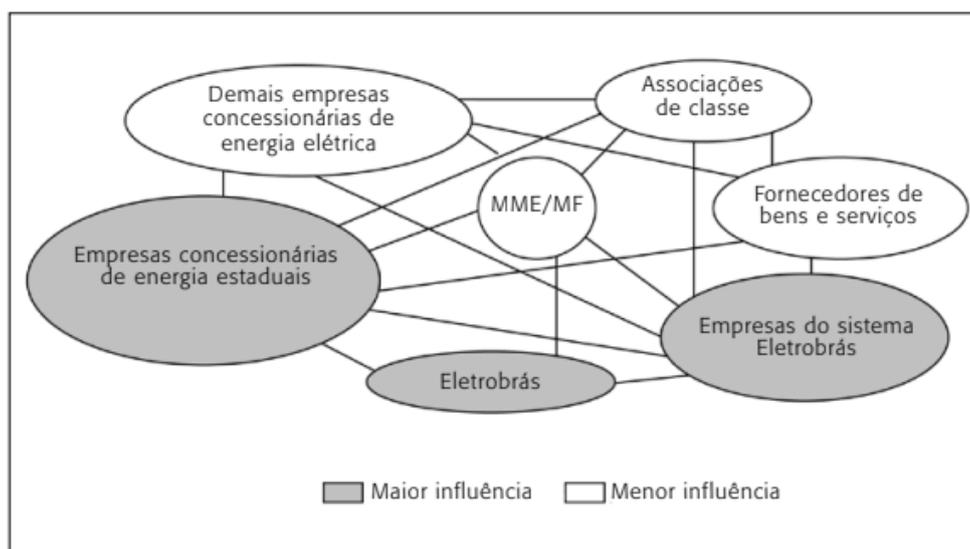


Figura 2. Campo Organizacional do Setor Elétrico (1979).

Extraído de (GOMES, 2008), página 309.

Neste momento, a Light e a Amforp já não eram *players* grandes, e a Eletrobrás era a centralizadora de papéis (a subordinação ao MME, que representava o poder concedente, era ainda formal – este fora criado no governo JK, em 1956, e ainda era “recente”, sem dispor dos meios para exercer sua função plenamente).

Tolmasquim (2015), ao comentar o desempenho do modelo do setor elétrico que predominou de 1930 a 1990, o qual ele denomina como “Modelo Estatal”, o considera “muito bem-sucedido”, frente às entregas nos âmbitos de:

- i) Oferta de energia – sendo aumentada a taxas de quase 9% ao ano no período 1955-1960 e acima de 8% ao ano no período 1960-1965;
- ii) Política tarifária – sob o regime de serviço pelo custo a partir de início de 1970, garantiu a remuneração de 10% a 12% instituiu a equalização tarifária⁸ para as concessionárias de serviço público de energia elétrica;

⁷ Também no sentido de consolidação do Modelo Estatal, o governo federal promulgou em 1973 a Lei de Itaipu, passando o controle das empresas (Itaipu Binacional, Eletrosul, Eletronorte) para Eletrobrás – centralizando o papel de planejador, financiador e através da Eletrobrás, de *holding*, que atuava em todo território nacional.

⁸ A equalização das tarifas consistia no ajuste da remuneração das concessionárias, por meio da transferência de recursos excedentes de empresas superavitárias para deficitárias (TOLMASQUIM, 2015).

- iii) Base Financeira (estrutura de financiamento) – com os recursos do Imposto Único (IUEE) e do empréstimo compulsório, se constituíra uma sólida base financeira para expansão do sistema elétrico.

Segundo autor, o setor só deixaria de funcionar sob o modelo Estatal a partir de 1980, “quando Estado passou a usar as tarifas das empresas do setor elétrico como instrumento de política monetária” (TOLMASQUIM, 2015). Sob o marco da extinção do IUEE, além dos aspectos levantados na seção “2.1- Contextualização histórica - da abundância à escassez de crédito” do presente trabalho, a crise de financiamento sistema energético brasileiro se deu durante os anos de 1978 a 1993, e culminou na reestruturação liberal do setor, que foi “uma das mais importantes diretrizes de política de reforma institucional e ajuste econômico orientado pelas agências multilaterais e posta em prática pelo governo federal na década de 1990.” (SAUER et. al., 2003).

3. O Novo Modelo

O Novo Modelo do sistema elétrico brasileiro substituiu o Modelo Estatal, que, conforme apresentado na seção 2.1 do presente trabalho, encontrava-se em crise ao fim dos anos 1980. Em uma conjuntura de predominância ideológica e política liberal, a reestruturação do setor foi orientada para o aumento da participação privada, a fim de se equacionar o déficit fiscal do Estado, restaurar o fluxo de investimentos para um programa de expansão das redes de elétricas e de aumentar a eficiência das empresas de energia. Em 1990, instituiu-se o já mencionado Plano Nacional de Desestatização, em conjunto com o Programa de Estímulo Às Privatizações Estaduais (PEPE)⁹ - sobre este programa, Tolmasquim (2015) comenta:

No bojo desse Programa, foram privatizadas diversas distribuidoras, tais como Escelsa, Light, Cerj, RGE, AES Sul, CPFL, Enersul, Cemat, Metropolitana, Elektro, Bandeirante, Coelba, Energipe, Cosern, Celpa (TOLMASQUIM, 2015).

Destaque às três distribuidoras, objeto de estudo deste trabalho, que foram privatizadas neste momento: CEMAR, CELPE e COELCE.

Desverticalizaram as empresas de geração, transmissão e comercialização, descentraliza-se a atuação da Eletrobrás no sistema nacional, criando a ONS (com a finalidade de realizar a operação interligada dos sistemas elétricos nacionais), transferindo (da Eletrobrás) para o BNDES o papel de financiador do setor elétrico, (da Eletrobrás) para o MME o papel de planejador setorial, e finalmente, incluindo as empresas da Estatal no PND. Abaixo, o campo organizacional do setor de energia elétrica, no final de 2002, com seus principais atores (GOMES, 2008):

⁹ Para aumentar as receitas de privatização, o preço não seria baseado no valor contábil dos ativos, muitos dos quais já estavam amortizados, mas sim pelo que representariam em termos de receitas ao longo do novo prazo de concessão, que poderia atingir 35 anos. (TOLMASQUIM, 2015)

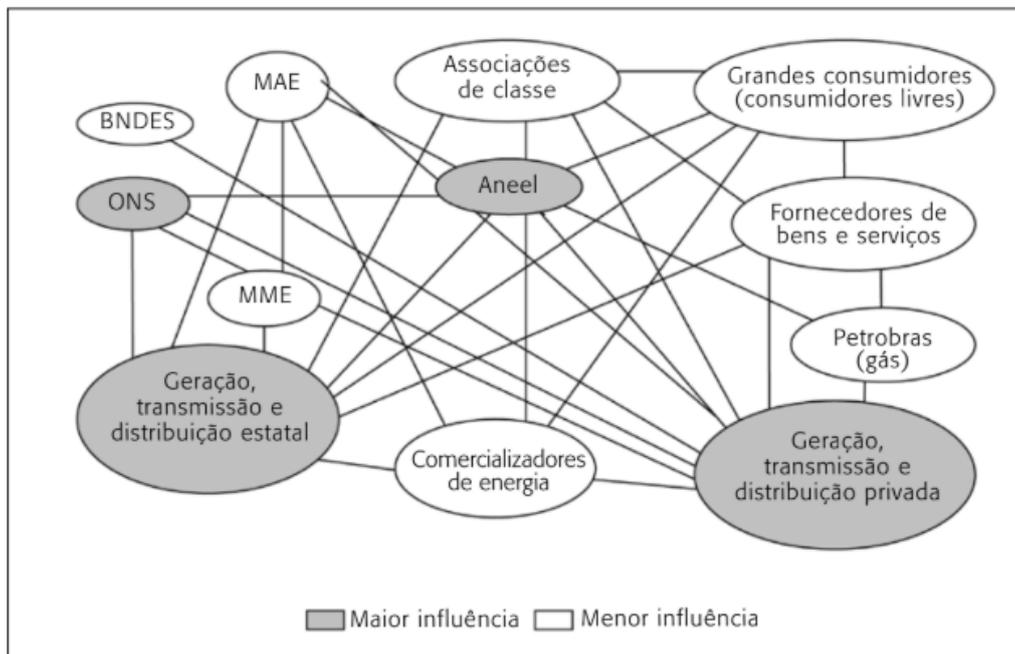


Figura 3. Campo Organizacional do Setor Elétrico (2002).

Extraído de (GOMES, 2008), página 315.

O grau de institucionalização do setor aumentou, com um maior número de atores e complexidade no Novo Modelo¹⁰. Sob a ótica legal, as mudanças foram muitas, destacando-se a Lei Eliseu de Rezende, de 1993, que, conforme Tolmasquim (2015) pontua:

- i) extinguiu a equalização tarifária, instituindo o serviço pelo custo da própria concessionária;
- ii) encerra a deficitária Conta de Resultados a Compensar (CRC), com recursos do Tesouro;
- iii) Torna obrigatórios os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

¹⁰ Surgem, além de novas instituições, importantes figuras no setor elétrico brasileiro:

- i) Produtor Independente de Energia (IPE) – que comercializa a energia, sem garantia de equilíbrio econômico financeiro;
- ii) Consumidor Livre – que pode celebrar contratos de compra e venda de energia com o IPE. (TOLMASQUIM, 2015).

Ainda na esfera legal, Ganim (2009) contribui em seu trabalho com diversas leis instituídas, decretos e atos, mostrando o prosseguimento às mudanças no modelo do setor elétrico¹¹, desenhando o Modelo quase como ele se dá atualmente.

Houve, ainda, o marco da crise de racionamento de 2001, cuja experiência brasileira acarretou mudanças na organização do setor elétrico brasileiro. Porém, quando comparado com o Modelo resultado da reestruturação dos anos 1980, apresentado acima, pode-se dizer que, estruturalmente, não houve grandes mudanças. Basicamente, houve uma remodelação, frente a ausência de mecanismos de segurança no abastecimento do sistema. Sob a perspectiva institucional, as principais mudanças foram, segundo Tolmasquim (2015):

- i) a criação dos ambientes de contratação livre e regulados (ACL e ACR);
- ii) criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- iii) retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões, além da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- iv) retomada dos programas de universalização;
- v) reforço da segurança jurídica e estabilidade regulatória, que são consideradas premissas fundamentais para atração de investimentos, redução de riscos e expansão do mercado.

Sob uma perspectiva da estrutura tarifária que passou a vigorar no setor elétrico brasileiro, José Bonifácio e Miguel Juan Bacic, em “Modelos de custos na regulação da indústria de distribuição de energia elétrica”, de 2008, contribuem descrevendo as mudanças que ocorreram a partir 1995, com destaque à introdução do regime de tarifas que regulava o preço máximo a ser praticado (*price cap*), a partir de um modelo de custos similar ao utilizado na Grã Bretanha.

¹¹ A Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, teria sido a principal, segundo o autor. A Lei nº 9.074/1995, que estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criando a figura do produtor independente, também teve suma importância e é considerada também um marco regulatório:

“Decreto nº 1.717/1995, que tratou dos procedimentos para prorrogações das concessões; Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou a geração de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores; Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica; Lei nº 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; Lei nº 9.478/1997, que dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo – ANP.” (GANIM, 2009).

O *price cap* (teto de preços) limita o reajuste anual dos Custos Gerenciáveis que não se baseia mais nas variações de custo reais (como na antiga sistemática do “Custo do Serviço”), mas na variação de um índice de preço previamente escolhido e estabelecido em contrato; no caso brasileiro, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM). Desse reajuste é descontado um percentual, o chamado “Fator X”, calculado pelo regulador como correspondente aos ganhos de eficiência e produtividade esperados para o período seguinte.

Os autores avançam descrevendo o modelo de custos Gerenciáveis e não Gerenciáveis que a ANEEL criou, com base no qual se realiza toda a remuneração do capital investido, além de *clusterizar* as concessionárias de acordo com a sua eficiência, balizada pela capacidade de agir atenuando seus custos Gerenciáveis¹². Conforme os autores descrevem, a sistemática *price cap* auxilia o regulador a estabelecer o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, racionalizando o efeito sentido pelo consumidor nas revisões e reajustes tarifários:

Após quatro ou cinco anos de reajuste anuais de tarifas pela sistemática *price cap*, o regulador faz a Revisão Tarifária Periódica, prevista em contrato, com a finalidade de avaliar a situação da empresa. Nessa revisão, tal como ocorre no reajuste anual, os Custos Não-Gerenciáveis serão reconhecidos e transferidos integralmente para a tarifa, mas os Custos Gerenciáveis serão agora recalculados com base em estimativas de preços de insumos, indicadores quantitativos e parâmetros fixados pelo regulador para cada item de custo. Ganhos de eficiência anteriores que tenham levado a um aumento da remuneração acima da taxa arbitrada são capturados.

Foi sob o Modelo de Custos definido pela ANEEL, e detalhado no trabalho de Bacic e Bonifácio (2008), que a CEMAR, CELPE e COELCE tiveram suas tarifas revisadas e reajustadas. Na próxima seção do trabalho, será apresentada a metodologia com a qual será abordada a análise do desempenho econômico e operacional destas distribuidoras, antes e depois de se enquadrarem ao Novo Modelo do setor elétrico brasileiro.

¹² Os Não Gerenciáveis, ou seja, “exógenos” são passíveis de remuneração. (BACIC & BONIFÁCIO, 2008).

4. Dados e Procedimentos Metodológicos

Primeiramente, relembremos o objetivo principal do trabalho: comparar o desempenho das empresas antes e depois de serem privatizadas, capturando os reflexos dos impactos da política do PND e da reestruturação do setor elétrico sobre suas atividades.

A base de dados levantada para o estudo proposto no trabalho tem duas vertentes: 4.1 operacional e 4.2 financeira.

4.1 Operação das Distribuidoras – Indicadores

A fim de se estudar o desempenho da operação das distribuidoras estudadas no período pré e pós privatização, foi levantada a série de 1993 a 2016 dos Indicadores Coletivos de Continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) anuais, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano. No caso dos índices levantados, ano). Estes foram criados pela ANEEL exatamente com a finalidade de manter a qualidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica¹³ através da determinação de valores limites por distribuidora – eles são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente para a agência reguladora.

4.1.1 Operação das Distribuidoras – Metodologia

A simples análise da evolução dos indicadores DEC e FEC será utilizada a fim de se verificar possível impacto na operação das distribuidoras no período analisado – este, terá

¹³ A Agência exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

variação a depender da empresa, cujos dados financeiros (que complementarão a análise), infelizmente, não estão tão completos quanto os operacionais.

4.2 Resultado Financeiro das Distribuidoras – Indicadores

Utilizando o a base de dados da plataforma Economatica, obteve-se os demonstrativos financeiros trimestrais Balanço Patrimonial (BP) e Demonstração de Resultado do Exercício (DRE) da:

- i) CEMAR (de 31/12/1997 a 31/12/2015), privatizada no segundo trimestre de 2000, totalizou-se dados financeiros de 11 trimestres até a sua privatização.
- ii) CELPE (de 31/03/1996 a 31/12/2015), privatizada no segundo trimestre de 2000, totalizando dados financeiros de 18 trimestres até a sua privatização.
- iii) COELCE (de 31/03/1995 a 31/12/2015), privatizada no primeiro trimestre de 1998, totalizando dados financeiros de 12 trimestres até a sua privatização.

Dada a disponibilidade de dados de Reportes Financeiros antes das empresas estudadas serem privatizadas, escolheu-se delimitar como período de análise padrão onze trimestres ainda sob gestão Estatal, e onze trimestres sob comando de terceiros.

4.2.1 Resultado Financeiro das Distribuidoras – Metodologia

Para a construção de índices-padrão a serem analisados, utilizou-se como referência o material de Aranha (2015) “Análise Financeira e índices padrão para o setor elétrico brasileiro”. Foram definidos os seguintes:

- i) Índices de Endividamento: Endividamento Geral (EG) e Composição das Exigibilidades (CE)
- ii) Índices de Liquidez: Liquidez Corrente (LC) e Liquidez Geral (LG)

- iii) Índices de Lucratividade da Operação: *Earnings Before Interest, Taxes* (EBIT)
- iv) Índices de Lucratividade: Margem de Lucro Operacional (MLO); Retorno sobre Ativo e Retorno sobre PL

Endividamento Geral (EG)

O grau de Endividamento Geral (EG) expressa a proporção de recursos de terceiros que financiam o Ativo Total e, complementarmente, a fração do Ativo que está sendo financiada pelos recursos próprios.

$$\frac{\textit{Capitais de Terceiros}}{\textit{Ativo Total}}$$

Fórmula 1. Fórmula Endividamento Geral (EG)

Elaboração Própria

Composição das Exigibilidades (CE)

Quanto menor o endividamento de curto prazo, menor será a pressão para a empresa gerar recursos para honrar seus compromissos, pois evidencia menor risco para os credores. O Composição das Exigibilidades (CE) é uma medida da qualidade dos passivos da empresa, em termos de prazos, se comparados os valores das dívidas de curto prazo com o endividamento total.

$$\frac{\textit{Dívida de Curto Prazo}}{\textit{Dívida Total}}$$

Fórmula 2. Fórmula Composição das Exigibilidades (CE)

Elaboração Própria

Os índices de liquidez (ou solvência) comparam os direitos realizáveis da empresa e a facilidade e/ou velocidade com que seus ativos podem tomar a forma mais líquida possível - dinheiro. Para estes indicadores, quanto maior o resultado, melhor. Abaixo, seguem as fórmulas e seus respectivos significados, ambos retirados do material usado como base (ARANHA, 2015).

Liquidez Corrente (LC)

$$\frac{\textit{Ativo Circulante}}{\textit{Passivo Cirulante}}$$

Fórmula 3. Fórmula Liquidez Corrente (LC)

Elaboração Própria

Liquidez Geral (LG)

$$\frac{\textit{Ativo Circulante} + \textit{Ativo Realizável a Longo Prazo}}{\textit{Passivo Cirulante} + \textit{Passivo Exigível a Longo Prazo}}$$

Fórmula 4. Fórmula Liquidez Corrente (LC)

Elaboração Própria

Sob a ausência de dados sobre Amortização e Depreciação, O Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - EBITDA ou Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA, que seria uma medida de avaliação de desempenho que parte do lucro, e ajustaria alguns valores do resultado, estimando o fluxo de caixa gerado por atividades operacionais, tornou-se inalcançável dada a base de dados disponível. Alternativamente, utilizou-se a aproximação para análise de lucratividade das empresas o EBIT.

EBIT

$$EBITDA - D - A$$

Fórmula 5. EBITDA (proxy usada = EBIT)

Elaboração Própria

Margem de Lucro Operacional (MLO)

Indica na forma percentual quanto de retorno a companhia vem obtendo em relação às vendas líquidas.

$$\frac{\text{Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR)}}{\text{Receita Operacional Líquida (ROL)}} \times 100$$

Fórmula 6. Fórmula Margem de Lucro Operacional (MLO)

Elaboração Própria

As taxas de retorno do investimento mensuram a eficiência global da empresa em gerar lucro com seus ativos disponíveis. O lucro representa o prêmio pelo risco assumido. Outra interpretação desse indicador é a verificação de quanto esse ativos estão sendo eficientes ou quanto foi acertada a decisão de aplicação nesses ativos.

Retorno sobre Ativo (RSA)

$$\frac{\text{Lucro Operacional}}{\text{Ativo Total}}$$

Fórmula 7. Retorno Sobre Ativo (RSA)

Elaboração Própria

A remuneração dos capitais próprios investidos na companhia, ou seja, quanto foi acrescentado durante determinado o período, ao patrimônio dos sócios. O índice mais importante deve ser o ponto de vista de quem investe numa empresa

Retorno sobre Patrimônio Líquido (RPL)

$$\frac{\textit{Lucro Operacional}}{\textit{Patrimônio Líquido}}$$

Fórmula 8. Retorno sobre Patrimônio Líquido (RPL)

Elaboração Própria

5. Análise

5.1 Operação

A fim de se estudar o desempenho da operação das distribuidoras estudadas no período pré e pós privatização, foi levantada a série de 1993 a 2016 dos Indicadores Coletivos de Continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) anuais, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano. No caso dos índices levantados, ano).

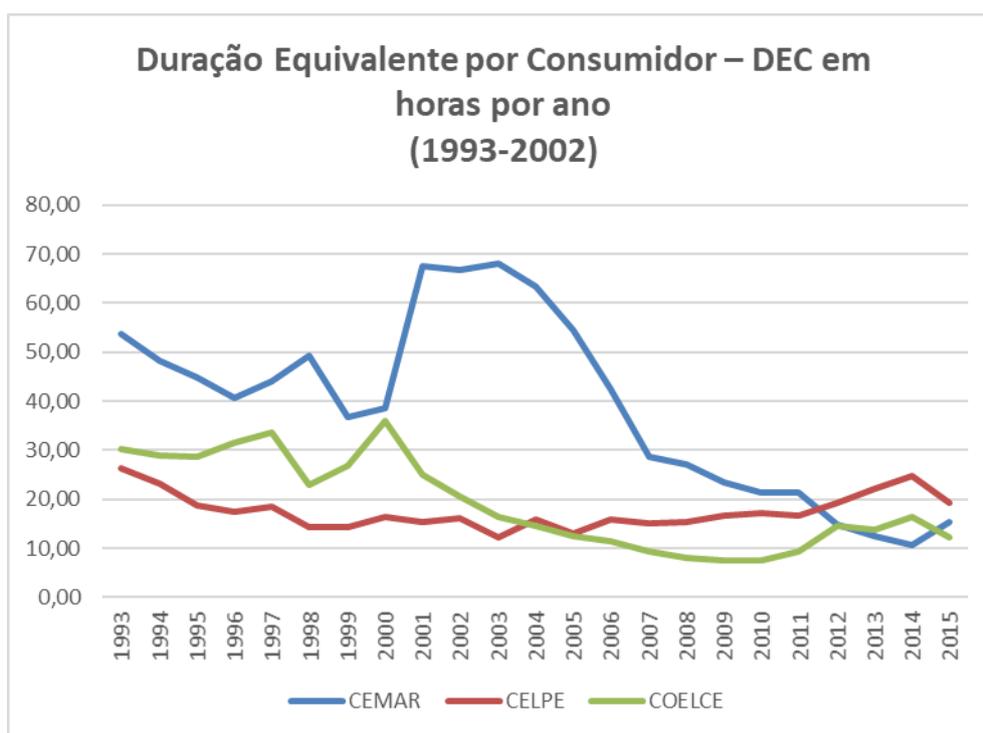


Figura 4. Gráfico DEC (1993-2015).

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis no site www.abradee.com.br (ANEXO 7.1)

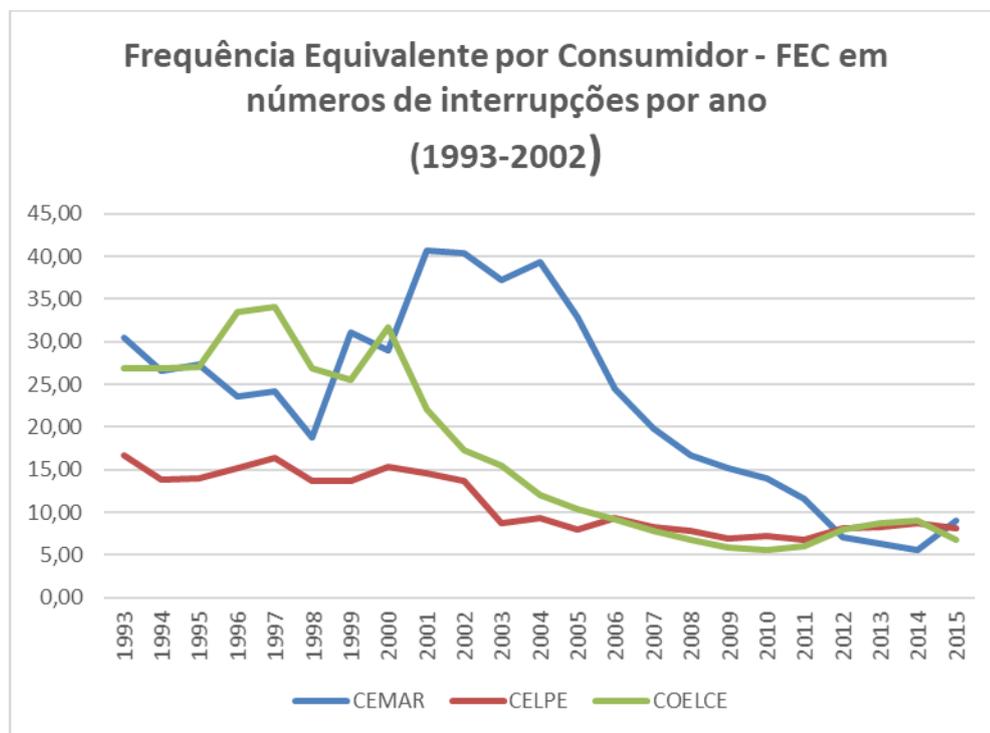


Figura 5. Gráfico FEC (1993-2015).

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis no site www.abradee.com.br (ANEXO 7.2)

A CEMAR é a única empresa onde é possível, facilmente, identificar uma piora da qualidade do serviço entregue, através da análise da piora imediata tanto do DEC quanto do FEC imediatamente após sua privatização, em 2000. A CELPE praticamente manteve os indicadores de operação estáveis. A COELCE apresentou uma leve piora desses indicadores no ano que precede a privatização, mas não foi relevante, e houve uma recuperação posterior.

5.2 Financeiro

Abaixo, seguem os *dashboards* com os indicadores abordados na seção 4 do trabalho, onde, para cada *dashboard*, foi elaborado um gráfico por empresa para o indicador em questão.

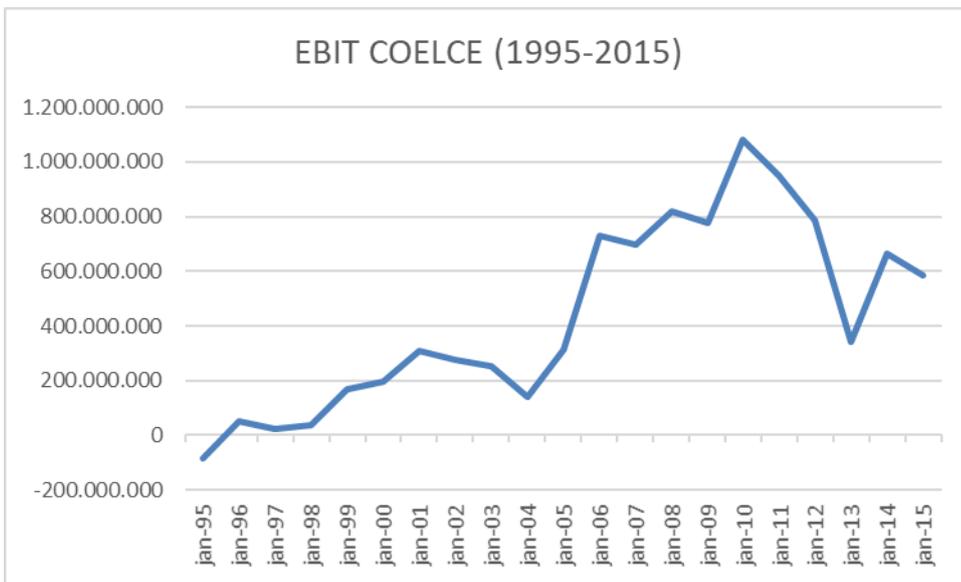
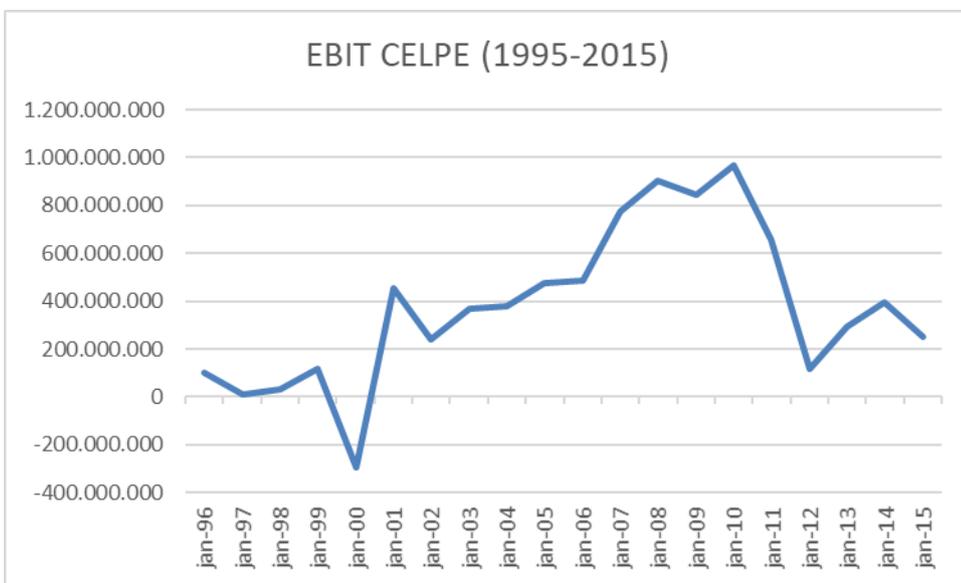
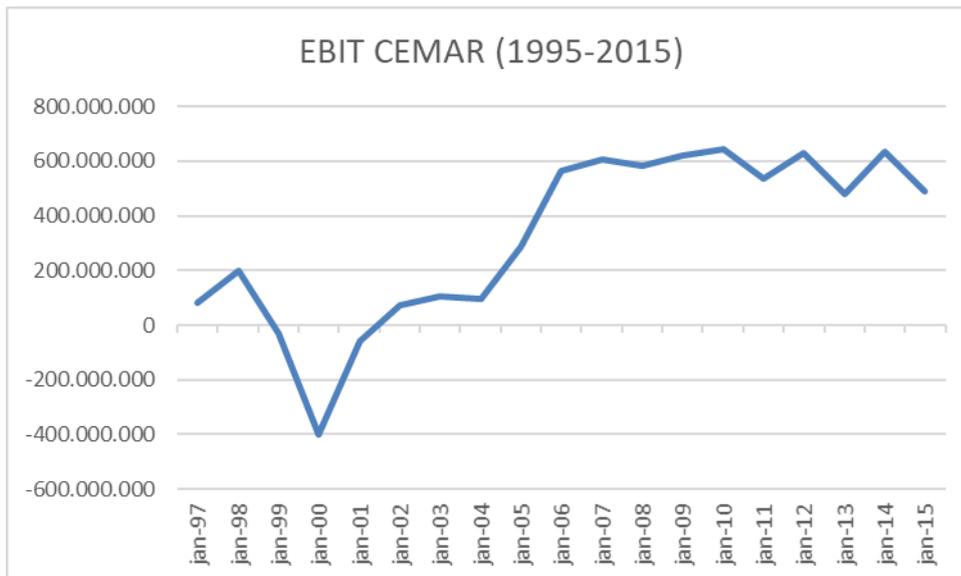
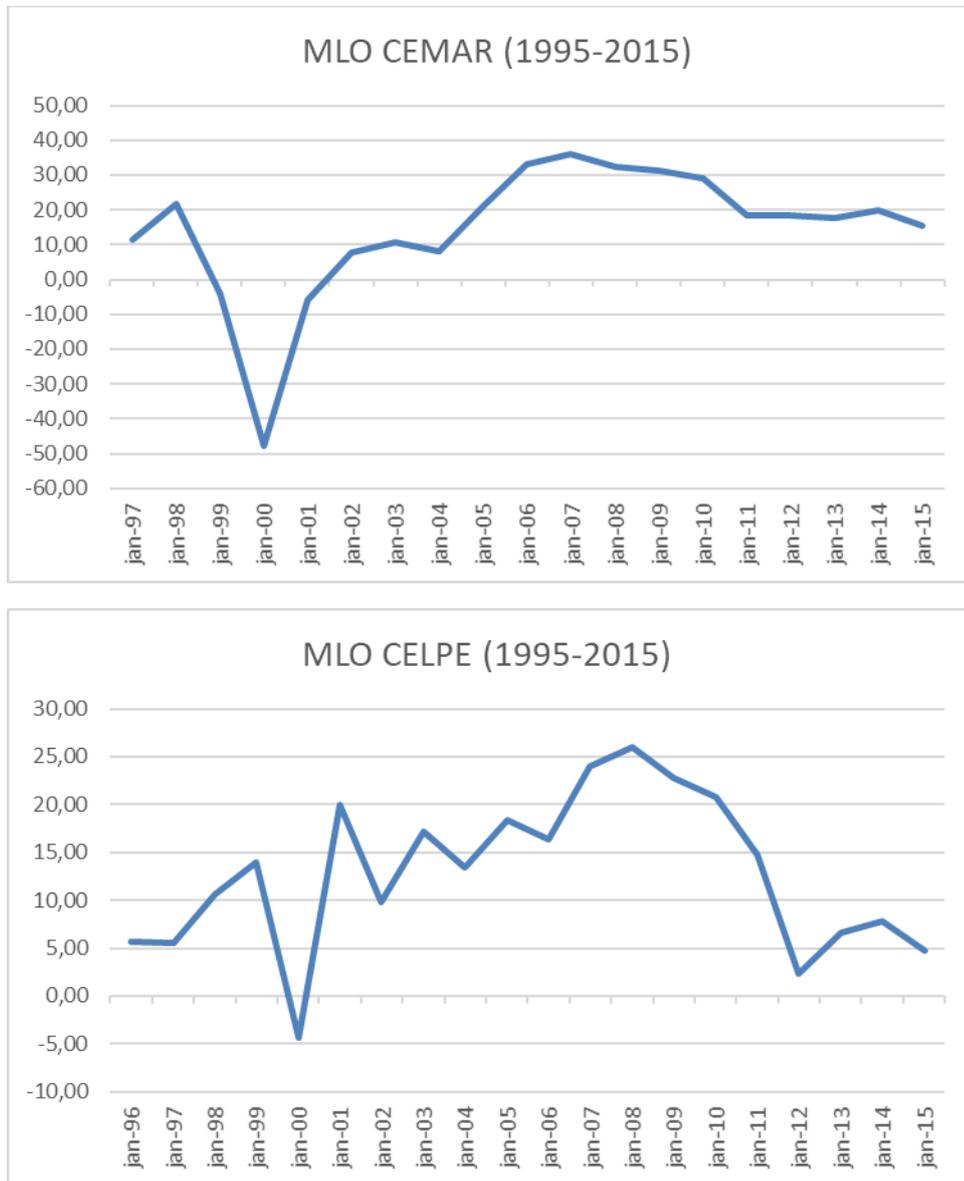


Figura 6. Dashboard EBIT

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA



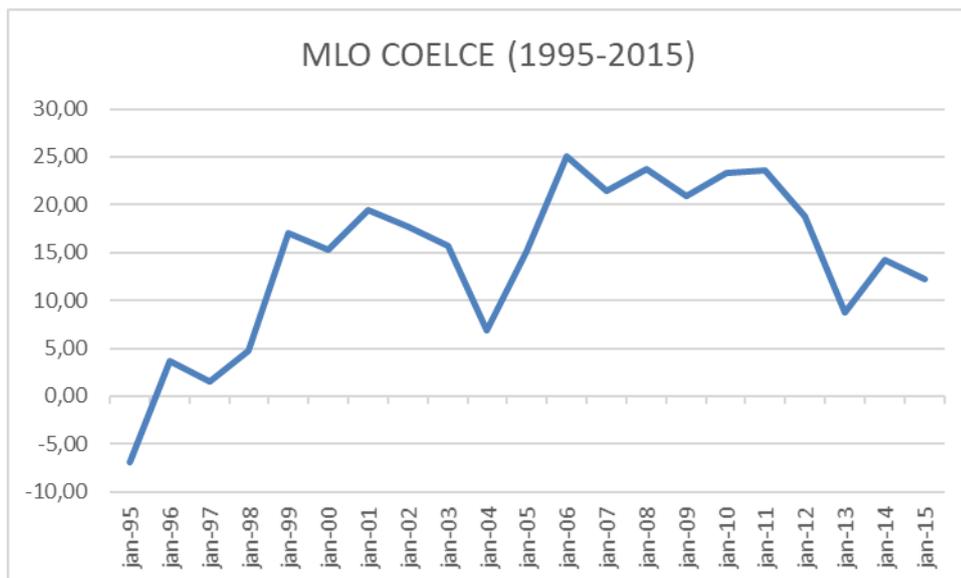
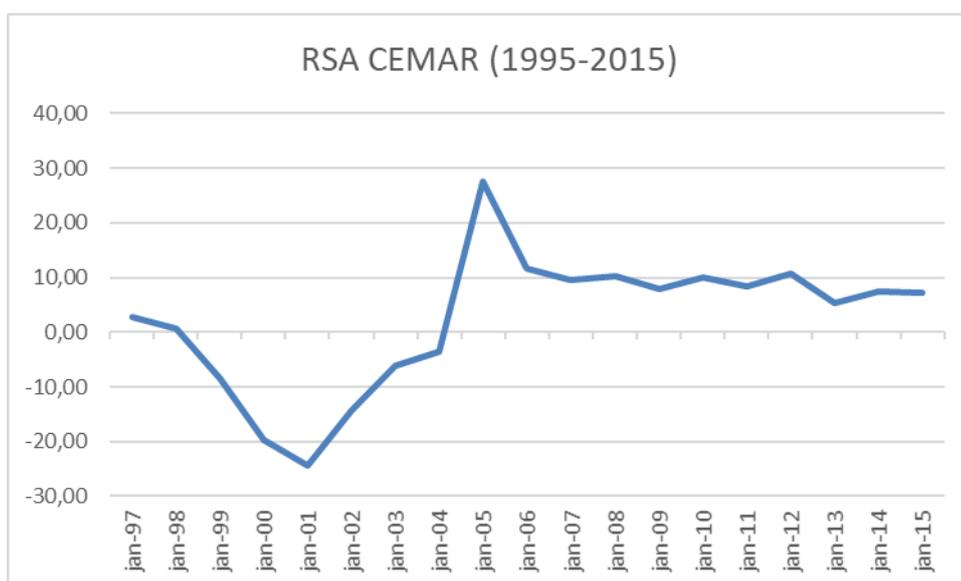


Figura 7. Dashboard Margem do Lucro Operacional (MLO)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA



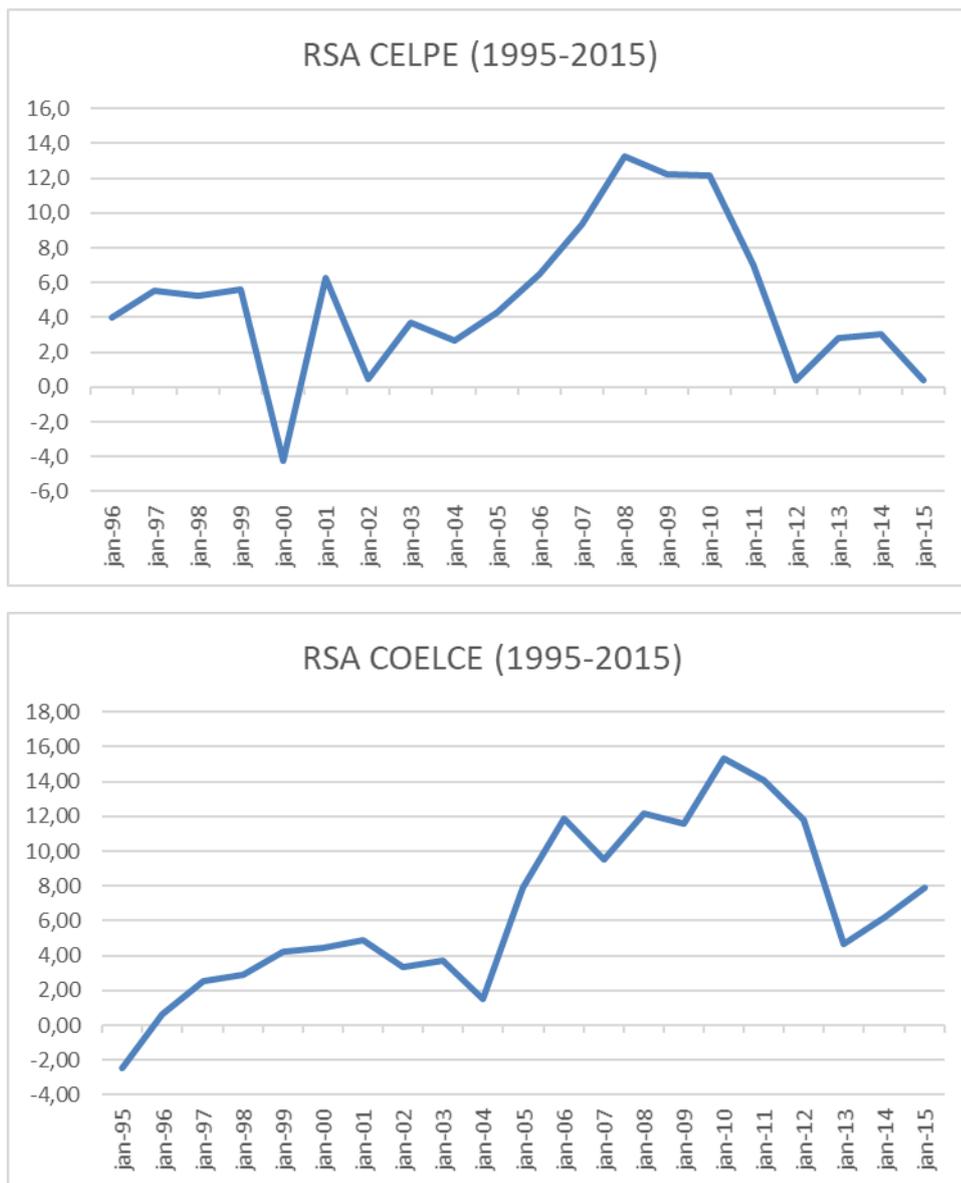


Figura 8. Dashboard Retorno Sobre Ativo (RSA)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA

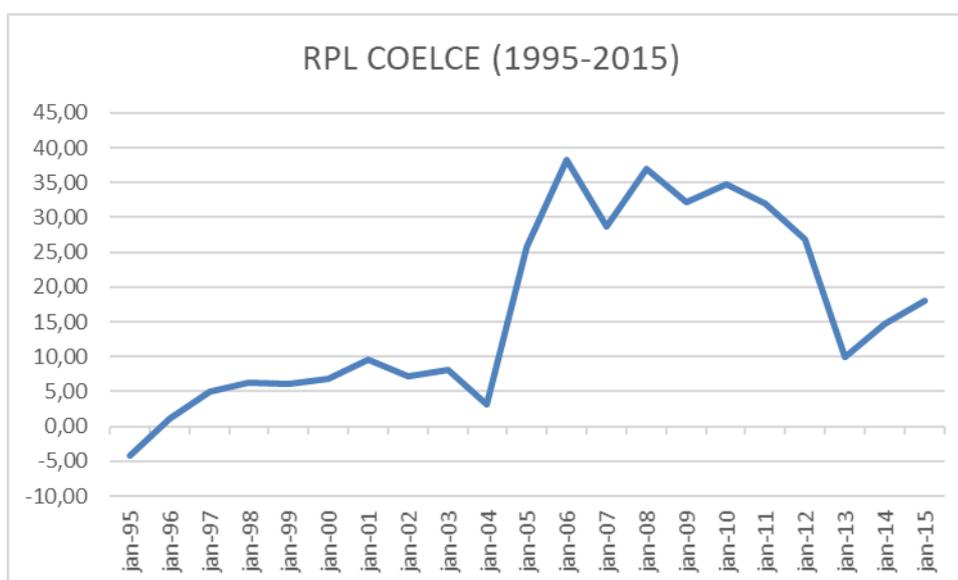
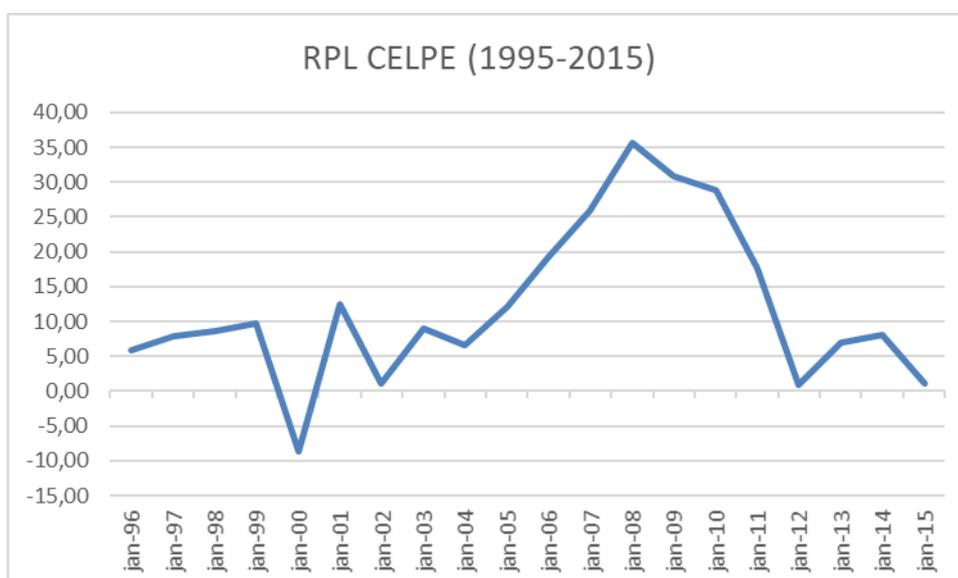
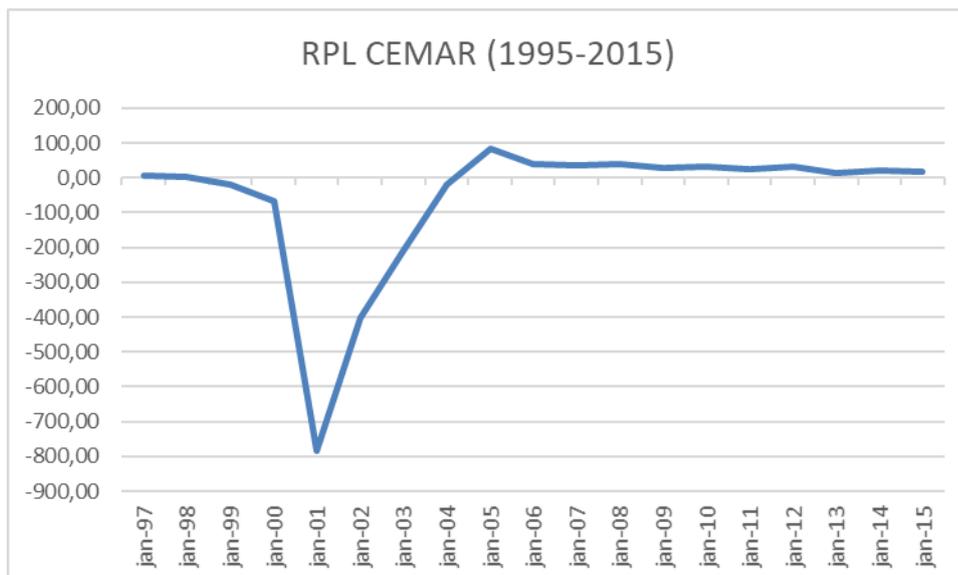
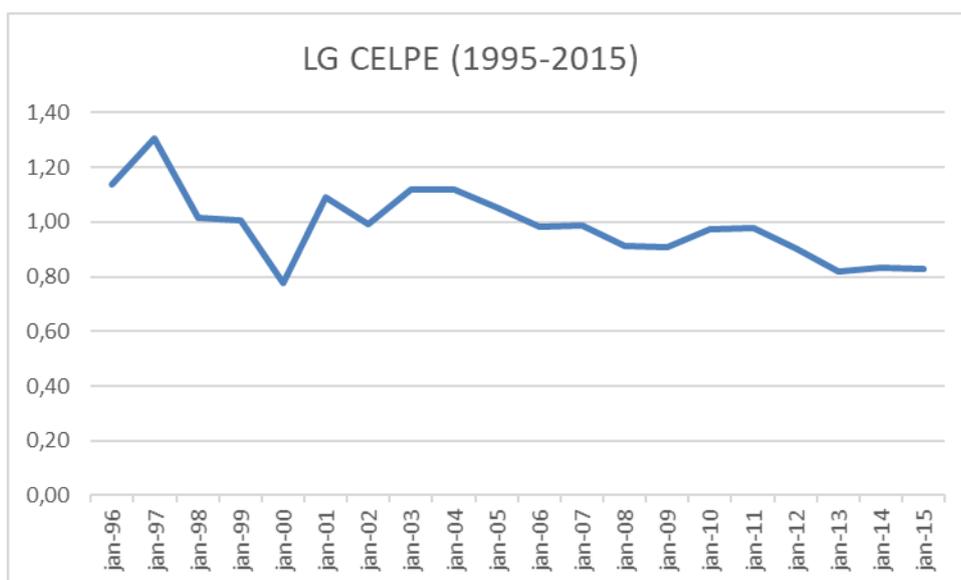
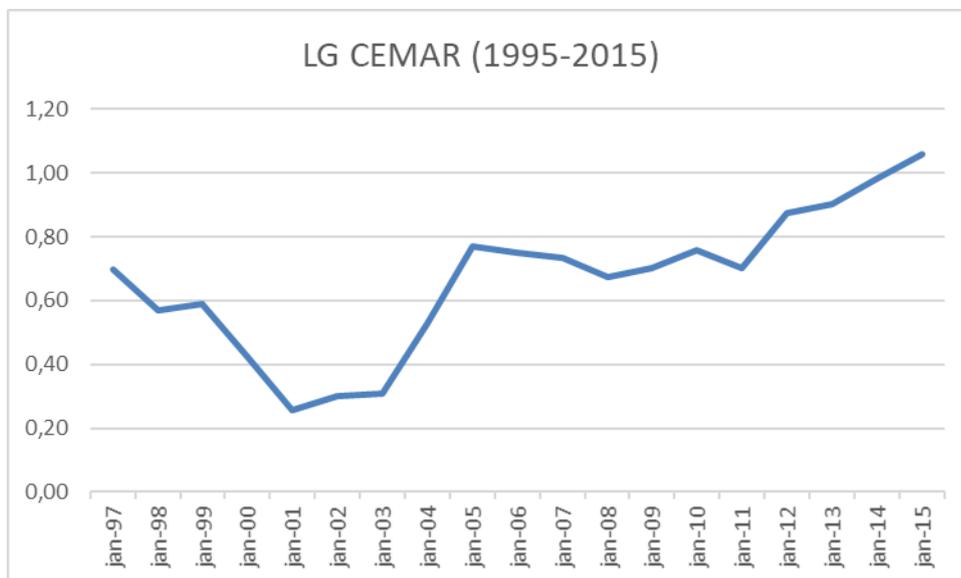


Figura 9. Dashboard Retorno sobre Patrimônio Líquido (RPL)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA



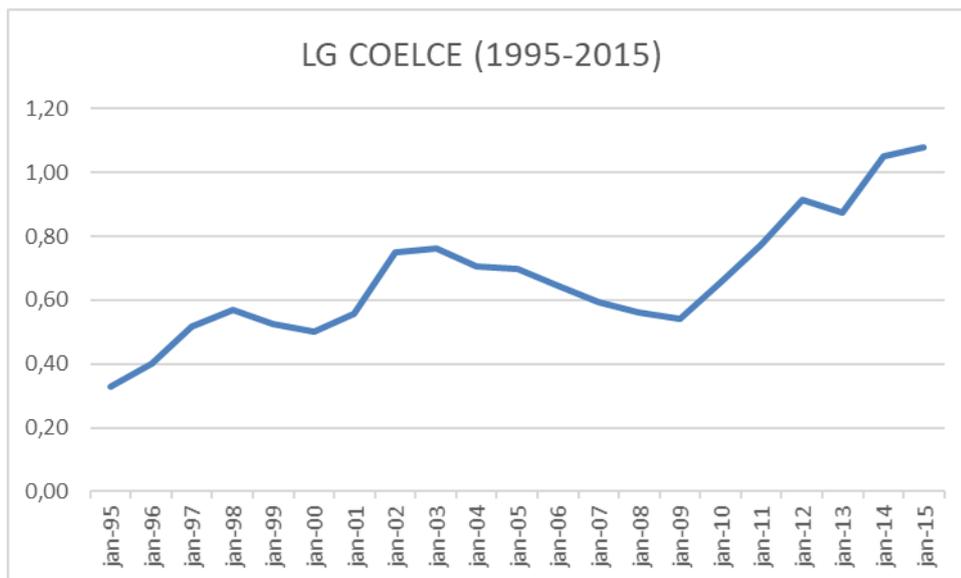
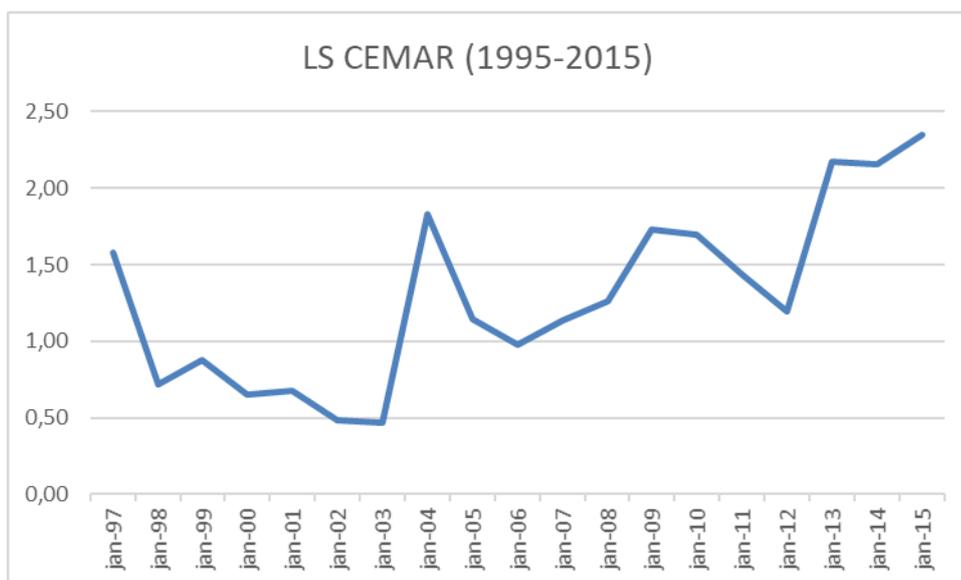


Figura 10. Dashboard Liquidez Geral (LG)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA



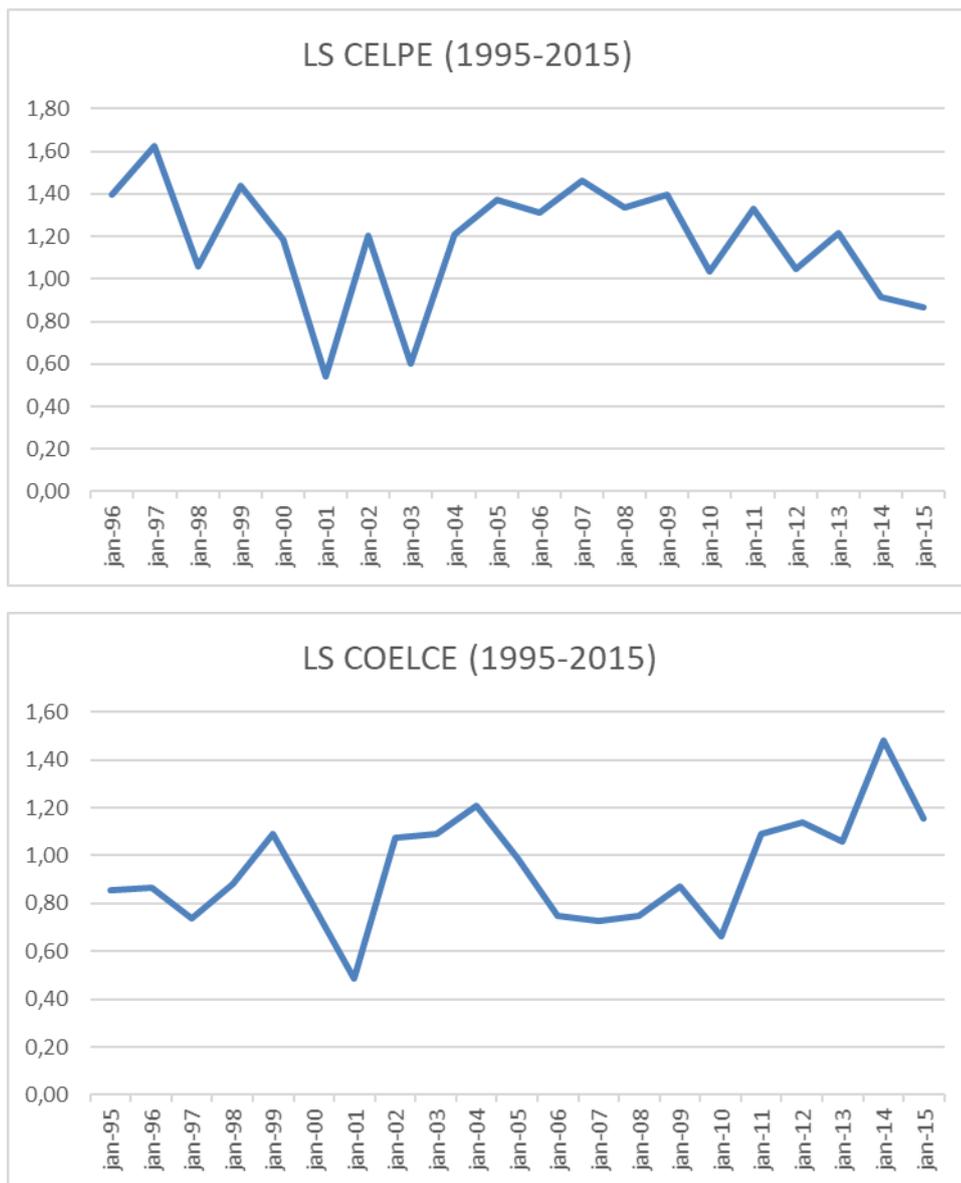


Figura 11. Dashboard Liquidez Seca (LS)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA

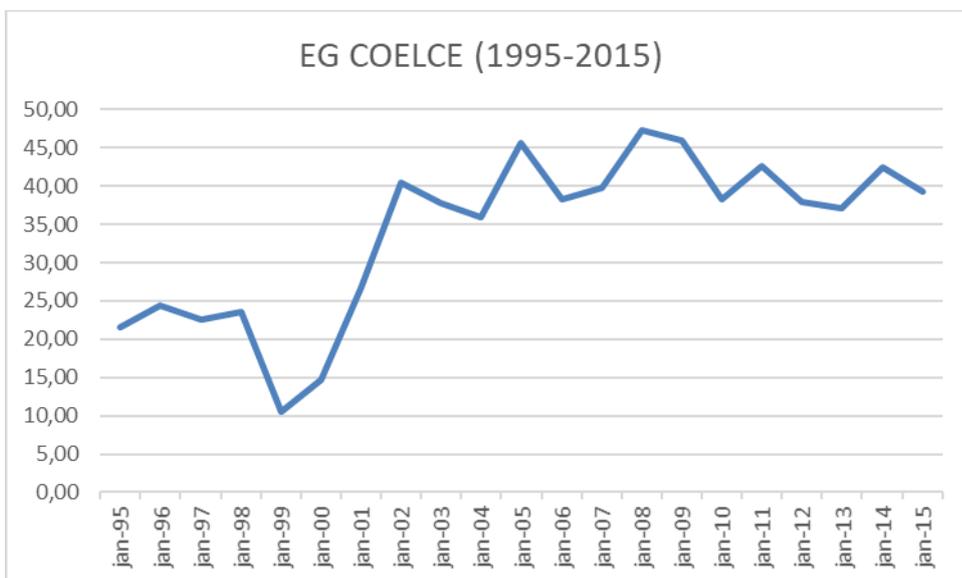
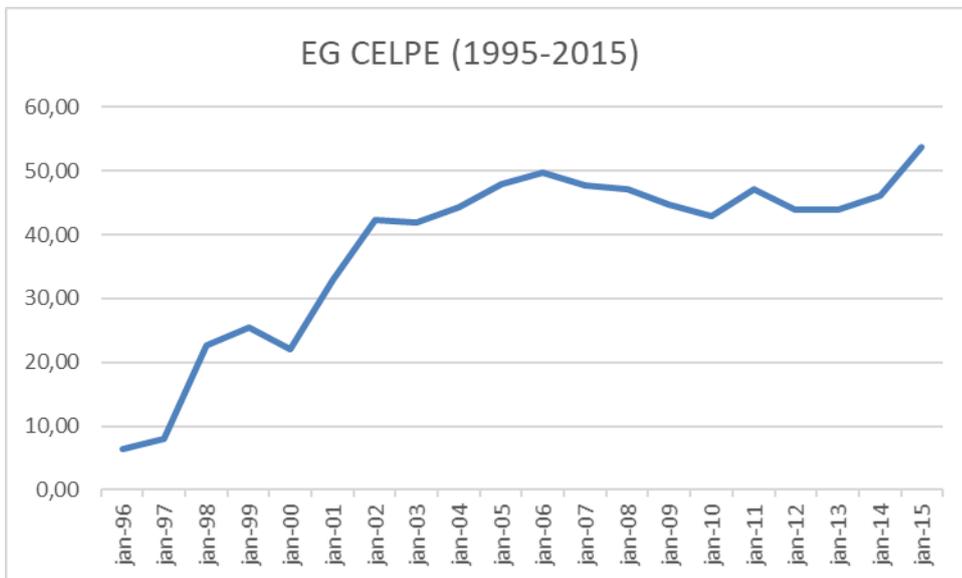
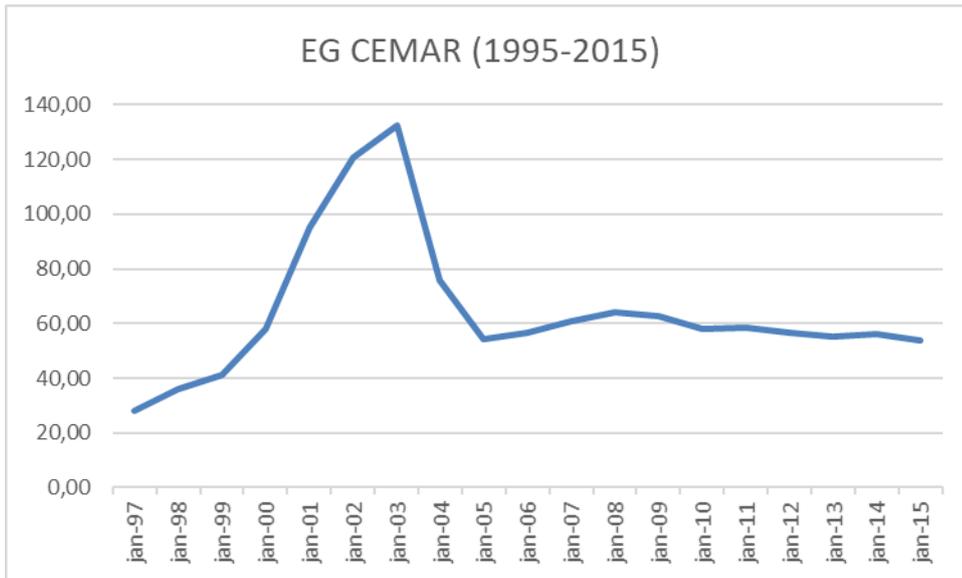
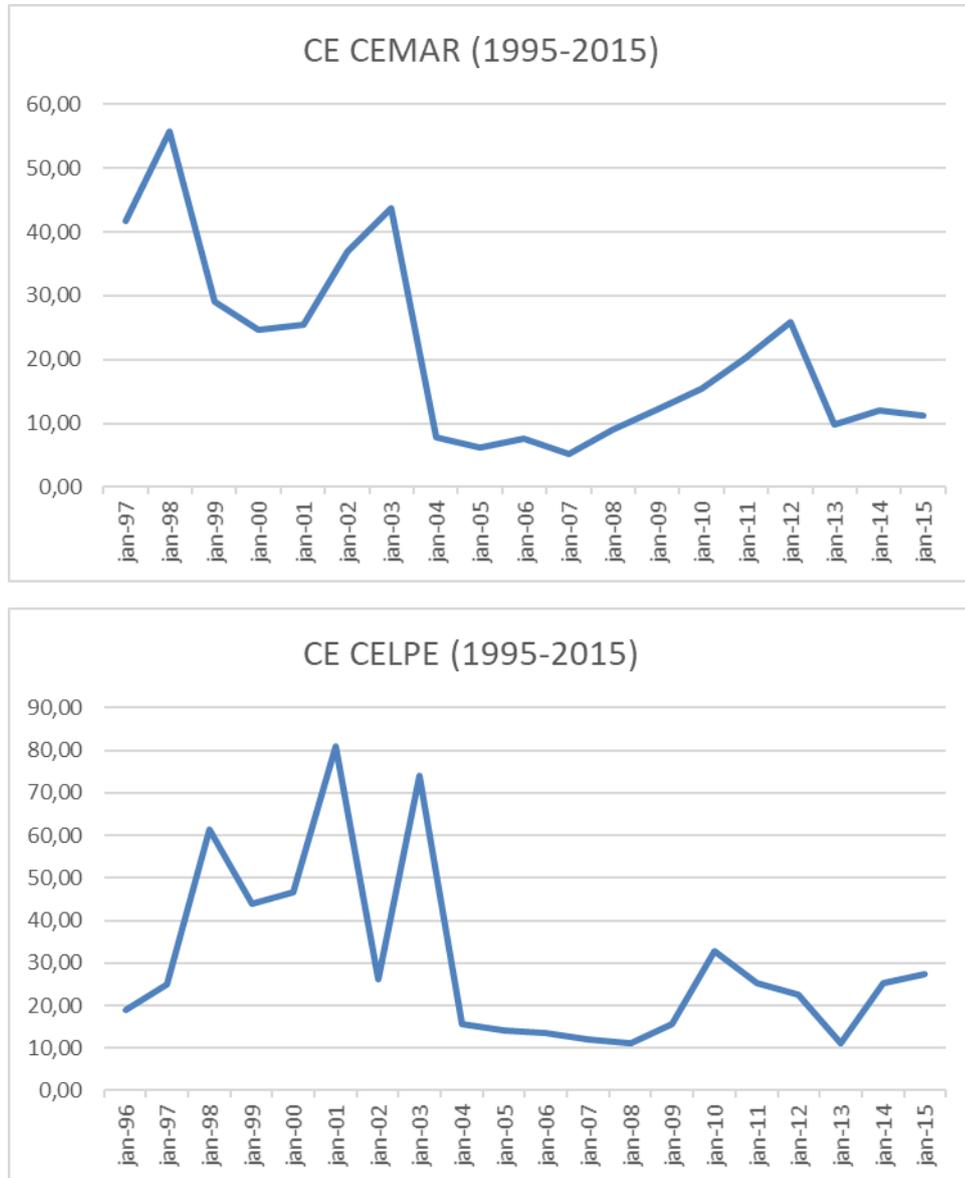


Figura 12. Dashboard Endividamento Geral (EG)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA



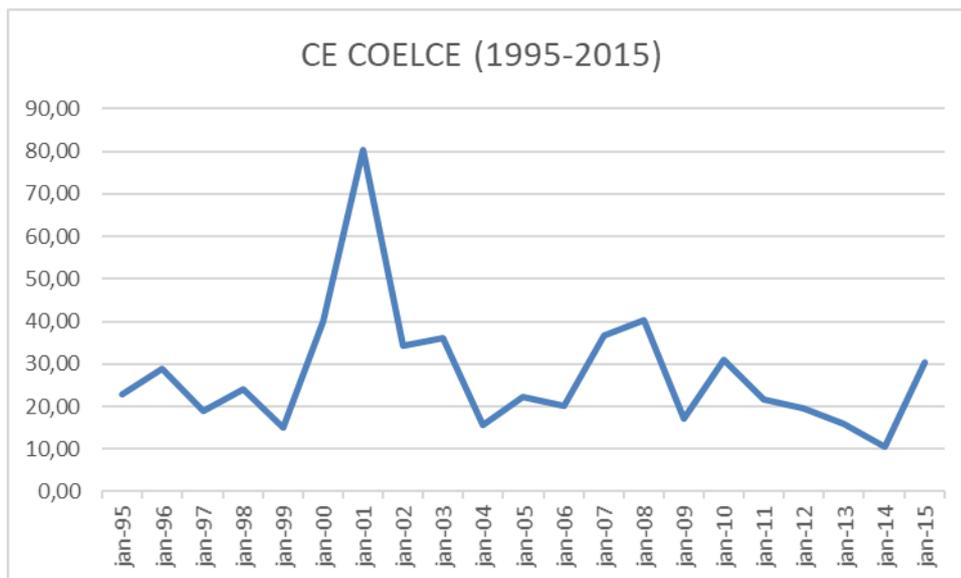


Figura 13. Dashboard Composição das Exigibilidades (CE)

Elaboração própria a partir dos dados disponíveis na base do ECONOMATICA

6. Conclusão

A partir da hipótese de que a reestruturação do setor elétrico apresentada na seção 2 do presente trabalho - que foi pano de fundo da privatização das empresas estudadas – causaria a melhora da lucratividade das empresas imediatamente e das operações gradativamente foi parcialmente confirmada, ao passo que na parte da rentabilidade e saúde financeira também houve melhora, mas muito mais intensa e imediatamente após a privatização das empresas, conforme exposto adiante. Consideramos parcialmente atendida, pois, apesar de confirmar-se a melhora contínua do serviço para as três distribuidoras estudadas, para o caso da CEMAR houve um pico de piora no serviço logo após sua privatização, e apenas com o decorrer dos anos o serviço melhorou significativamente, junto da consolidação da ANEEL como órgão regulador, se firmando como agente com papel fundamental nesta melhora contínua e consistente observada para os três casos.

A Duração Equivalente por Consumidor (DEC), que atingiu setenta horas em 2001 para a CEMAR e quarenta horas em 2000 para COELCE (a CELPE manteve este indicador entre dez e vinte horas em toda a série) passaram, respectivamente, para 50 horas e 10 horas em 2006; e depois para vinte horas e oito horas em 2010, evidenciando a mencionada consistência na melhora do serviço prestado. A Frequência Equivalente por Consumidor (FEC), também apresentou comportamento parecido, passando de trinta ocorrências tanto para COELCE quanto CEMAR em 2000 (CELPE também apresentou números melhores na série inteira, na faixa de quinze a sete ocorrências por ano) para, respectivamente, nove e vinte ocorrências em 2006 (a CEMAR teve uma recuperação mais lenta da qualidade do serviço) e depois para quatorze e cinco ocorrências em 2010.

Analisando os indicadores de Endividamento e Liquidez, podemos inferir que as empresas tiveram acesso a financiamentos após a reestruturação do setor, de modo que seus endividamentos gerais (EG), unanimemente subiram, bem como seus indicadores de Liquidez (Seca e Geral) também melhoraram para as três distribuidoras – cabe ressaltar a dificuldade que a CEMAR e a CELPE enfrentaram em meados de 2000, em plena crise de racionamento no Brasil. A COELCE, por sua vez, não se mostrou abalada nestes quesitos no mesmo período. A Composição das Exigibilidades (CE) tende a acompanhar o comportamento das curvas de Liquidez, mas, é atenuada ao longo do tempo, indicando que a dependência de recursos de terceiros das distribuidoras deixa de ser um problema a partir de 2004 (no caso da COELCE já

em 2002 este indicador já se encontra na faixa de 30%, um número que demonstra relativa independência de financiamentos bancários).

Quanto aos indicadores de retorno e lucratividade das empresas, todas as três empresas apresentaram melhoras relevantes, com um pico comum no ano de 2005 - e além, no sentido de melhora contínua e consistente quando analisada a série completa. O ano de 2001, novamente, aparece como marco da redução da geração de lucros entre as distribuidoras, momento em que o setor elétrico enfrentava uma crise estrutural¹⁴.

Os anos de 2012 e 2013 foram marcados por uma queda relevante da lucratividade das empresas como um todo, em detrimento do impacto sentido pelo setor elétrico à MP 579 de 2012¹⁵, cujos prejuízos, apurados em relatório de auditoria do TCU, somaram R\$60,9 bilhões entre 2013 e 2014 (COGE, 2015). O indicador de Retorno sobre Patrimônio Líquido atingiu patamares próximos de zero para as três distribuidoras neste ano, após ter alcançado valores próximos de 35% apenas quatro anos antes (entre 2006 e 2008). Com comportamento semelhante, o indicador de Retorno Sobre o Ativo (RSA) também apresentou quedas significativas em 2012, chegando a patamares perto de 5% a 8%, sendo que entre 2006 e 2008 haviam apresentado Retornos Sobre o Ativo na ordem de 16% a 20%. O mesmo comportamento se deu no indicador de Margem do Lucro Operacional (MLO), que parte de patamares entre 20% e 30% em 2006-2008 para 5% em 2012. Estas reduções nos indicadores de rentabilidade das empresas do setor elétrico se deveram ao impacto gerado pela MP 579, cujos impactos sentidos pelo setor elétrico foram profundos, reduzindo a rentabilidade das empresas e comprometendo a distribuição de lucros e dividendos daquelas listadas em bolsa, conforme os

¹⁴ Sobre o período, Tolmasquim (2015) considera que o resultado da reestruturação do setor não teria sido o esperado, e a prova disto seria o racionamento de energia ocorrido nos anos de 2001 e início de 2002. Este teria sido ocasionado não só pela falta de chuva nas regiões em que ficavam localizados os reservatórios das usinas hidrelétricas, mas também, pelo investimento insuficiente, tanto por parte das concessionárias, quanto pelo próprio Governo, na ampliação da capacidade instalada de maneira a atender ao consumo crescente por energia.

¹⁵ A Medida Provisória (MP) 579 foi publicada no dia 11 de setembro de 2012. Sem um processo de consulta pública formal, que pudesse colher dos agentes do setor elétrico subsídios que pudessem ajudar na tomada de decisão, o Governo Federal fixou como meta a redução, em 20,2%, da tarifa final paga pelo consumidor. A ideia do governo era aproveitar o final dos contratos de geração e transmissão de energia, em tese com ativos já amortizados, com o objetivo de reduzir o custo da energia elétrica no Brasil atuando diretamente sobre os dois blocos de custos da estrutura tarifária: Encargos e Indústria de Energia elétrica. Promoveu uma mudança estrutural na relação entre os mercados cativo e livre (ACL e ACR), representando a busca da política energética governamental com objetivo de fortalecer o mercado cativo. O instrumento adotado pelo governo para este fim foi a transferência dos contratos de venda da energia diretamente para o portfólio de contratos das distribuidoras. Antes da renovação das concessões as empresas detentoras das usinas hidroelétricas assumiam os ônus e os bônus pela geração da energia. Elas tinham contratos de venda de energia com o mercado cativo e livre e buscavam otimizar a receita analisando continuamente o risco hidrológico. A partir da renovação das concessões das usinas, as empresas passam a receber uma tarifa de O&M pré-determinada pela Aneel, passando a não ter mais nenhuma responsabilidade sobre a energia produzida, que passa para as distribuidoras. (CASTRO et. al, 2013)

pesquisadores do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) contribuem em (CASTRO et. al, 2013).

Referências Bibliográficas

ANEEL (2010). **Revisão da Metodologia de Estabelecimento dos Limites dos Indicadores Coletivos de Continuidade**, 2010. Documento Anexo à Nota Técnica nº 0028/2010-SRD/ANEEL, de 30/06/2010, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica%202028_2010%20-%20SRD%20-%20Anexo.pdf>. Acessado em 02 novembro de 2018.

ARANHA, J. A. M. (2015). **ANÁLISE FINANCEIRA E ÍNDICES PADRÃO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: GUIA PRÁTICO PARA CONSTRUÇÃO DE ÍNDICES PADRÃO**. Editora Novas Edições Acadêmicas, Deutsche Nationalbibliothek, Saarbrücken, Niemcy, 2015.

BACIC, M. J. (1990). **FRAGILIDADE FINANCEIRA E ALAVANCAGEM: UMA APLICAÇÃO NO SEGMENTO DAS MAIORES EMPRESAS DO BRASIL (1980-1987)**. Dissertação de Mestrado apresentada no IE – Unicamp, Campinas-SP, novembro de 1990.

BACIC, M. J., BONIFÁCIO, J. S. A. F. (2008). **MODELOS DE CUSTOS NA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. XV Congresso Brasileiro de Custos – Curitiba, novembro de 2008.

BANDEIRA, F. P. M. (2003). **ANÁLISE DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Brasília, Câmara dos Deputados, 2003: Consultoria Legislativa.

CARNEIRO, R. (2002). **DESENVOLVIMENTO EM CRISE: A ECONOMIA BRASILEIRA NO ÚLTIMO QUARTO DO SÉCULO XX**. São Paulo: Editora UNESP, IE – Unicamp, 2002.

CASTRO, N. J., BRANDÃO, R., DANTAS G., ROSENTHAL R. (2013). **O PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E OS IMPACTOS DA MP 579**. Sindicato Interestadual das Indústrias de Energia Elétrica – SINERGIA – Rio de Janeiro, 24-01-2013.

CHOSSUDOSKY, M. (1999). **A GLOBALIZAÇÃO DA POBREZA**. São Paulo: Moderna.

FAGNANI, E. (1999). **AJUSTE ECONÔMICO E FINANCIAMENTO DA POLÍTICA SOCIAL BRASILEIRA: NOTAS SOBRE O PERÍODO 1993/98**. Revista Economia e Sociedade, Campinas, volume 13, página 155-178, disponível em <<https://periodicos.sbu.unicamp.br/ojs/index.php/ecos/article/view/8643140/10690>>. Acessado em 25 maio de 2019.

FIORI, J. L. (1999). **ESTADOS E MOEDAS NO DESENVOLVIMENTO DAS NAÇÕES**. Petrópolis, RJ: Vozes, 1999.

FIORI, J. L. (1999) **BALANÇO HISTÓRICO DA CRISE**. Debates & Reflexões, A crise brasileira no final do século XX: perspectivas para o movimento sindical. São Paulo, Escola Sindical São Paulo – Central Única dos Trabalhadores n. 6, parte I, página 22-37.

FUNDAÇÃO COGE (2015) **MP 579: LIÇÕES APRENDIDAS E PROPOSTAS PARA O FUTURO**. XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF Fundação COGE – outubro de 2015.

GANIM, A. (2009). **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. Editora Canal Energia, 2003.

GOLDENBERG, J., PRADO, L. T. S. (2003). **REFORMA E CRISE DO SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO FHC**, 2003. Revista Tempo Social Volume 15, issn 0103-2070 e issn *on-line version* 1809-4554, disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-20702003000200009&script=sci_arttext>. Acessado em 13 outubro de 2018.

GOMES, J. P. P., VIEIRA, M. M. F. (2008). **O CAMPO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL DE 1880 A 2002**, 2008. Rio de Janeiro – RJ, Revista de Administração Pública RAP, volume 43 (2), páginas 295-321, issn 0034-7612.

MEDEIROS, F. L. (2014). **INTERFERÊNCIA ESTATAL NA FORMAÇÃO DO EUROMERCADO (1950-1980)**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.

LORENZO, H. C. (2002). **O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PASSADO E FUTURO**. Perspectivas, São Paulo, volume 24-25 página 147-170.

LUSTOSA, F. C., MIANO, V. Y. (2013). **ESTATIZAÇÃO E DESESTATIZAÇÃO NO BRASIL: O PAPEL DAS EMPRESAS ESTATAIS NOS CICLOS DA INTERVENÇÃO GOVERNAMENTAL NO DOMÍNIO ECONÔMICO**, 2013. Revista de Gestión Pública, volume II, Número 1, pp. 145-181, issn 0719-1820, disponível em <http://www.revistadegestionpublica.cl/Vol_II_No_1/Lustosa%20y%20Miano.pdf>.

Acessado em 03 setembro de 2018.

PINHEIRO, A. C. (1996). **NO QUE DEU, AFINAL, A PRIVATIZAÇÃO?** Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 1996., 40 p. (Textos para discussão (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social); volume 40).

PRONI, M. W., LYRIO, P. M. (2005). **A PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E SEUS IMPACTOS SOBRE O TRABALHO**. Revista Gestão Industrial, volume I, página 138-2005, issn 1808-0448.

SANTOS, M. (2006). **A SUPREMACIA DOS EUA NO PÓS-GUERRA FRIA**, 2006.

Perspectivas, São Paulo, 29: 37-66, 2006. Disponível em <<https://periodicos.fclar.unesp.br/perspectivas/article/viewFile/32/25>>. Acessado em 02 dezembro de 2018.

SAUER, I. L., ROSA, L. P., D'ARAÚJO R. P., CARVALHO, J. F., TERRY, L. A., PRADO, L. T. S., LOPES, J. E. G. (2003). **A RECONSTRUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Campo Grande, MS: Ed. UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003.

TAVARES, M. C. (1985). **A RETOMADA DA HEGEMONIA NORTE-AMERICANA**. Revista de Economia Política, São Paulo, v. 5, n.º 2, p. 5-15, abril-junho, 1985. Acessado em 02 dezembro de 2018.

TOLMASQUIM, M. T. (2015). **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Synergia Editora, 2ª edição, 2015.

7.2 ANEXO 2 – Frequência Equivalente por Consumidor - FEC (1993-2016)

(em números de interrupções por ano).

Disponível em www.abradee.com.br

FEC - FREQUÊNCIA EQUIVALENTE POR CONSUMIDOR

EM NÚMERO DE INTERRUPTÕES POR ANO

EMPRESA	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
AES ELETRIPAULO	10,88	10,78	10,74	10,78	11,93	10,72	11,11	9,15	7,16	9,30	6,61	6,14	6,48	5,52	5,65	5,20	7,21	5,43	5,45	4,65	4,37	3,77	6,48	6,87	
CEB	16,57	23,65	29,98	29,17	23,10	21,09	16,56	14,36	12,71	15,44	11,65	13,94	10,54	11,54	15,57	16,95	15,21	14,79	13,00	17,58	15,72	11,86	11,66	8,04	
CEEE	27,69	26,95	30,87	30,47	25,67	26,17	29,65	19,69	22,26	20,41	18,99	14,32	15,60	16,98	18,63	16,52	15,16	15,03	13,21	12,96	15,75	17,66	11,70	11,34	
CELESC	16,99	19,85	17,88	22,28	19,25	19,10	17,09	17,90	17,08	16,71	15,66	13,48	12,85	12,15	12,45	10,54	9,79	10,22	11,82	11,81	10,63	10,46	10,16	8,69	
CEG	42,44	35,96	35,64	59,46	12,82	32,12	26,56	17,19	30,21	27,44	24,14	19,26	22,69	20,15	20,27	21,05	20,72	16,03	16,51	24,21	26,24	27,24	25,07	18,90	
CELPA	27,10	32,30	47,30	52,38	55,07	64,66	35,17	29,87	31,72	35,37	31,70	30,73	32,54	35,11	45,68	50,22	48,40	53,02	53,04	51,01	37,93	29,56	22,39	20,77	
CELPE	16,70	13,85	13,93	15,20	15,33	13,70	13,69	15,34	14,51	13,61	8,65	9,37	7,97	9,37	8,30	7,85	6,99	7,27	6,83	8,06	8,31	8,68	8,12	7,13	
CEMAB	30,43	26,61	27,27	23,57	24,14	18,74	31,14	29,03	40,62	40,35	37,28	39,31	32,90	24,55	19,78	16,75	15,10	13,98	11,60	7,03	6,26	5,58	8,95	7,51	
CEMIG	9,89	9,14	9,01	9,96	8,90	7,88	6,99	6,55	6,85	7,34	6,42	6,58	6,78	6,43	6,40	6,53	6,76	6,56	7,00	4,62	5,12	4,66	5,88	5,83	
COELBA	12,86	12,34	14,31	13,42	15,74	18,04	14,27	10,79	12,30	12,43	10,90	9,25	8,77	7,76	7,83	7,01	7,47	11,16	10,28	7,84	8,07	8,52	8,52	8,79	
COELC	24,74	23,93	20,60	18,41	17,07	14,47	13,38	13,44	12,46	15,70	16,55	14,19	13,51	13,66	12,41	10,69	11,03	9,46	8,26	5,37	4,73	4,89	8,33	7,23	
COSEIN	30,71	30,75	32,27	41,18	25,70	22,05	19,42	11,14	11,01	10,53	8,49	9,40	9,66	8,33	9,25	8,22	7,90	6,98	9,07	4,23	4,58	4,19	7,51	7,97	
CPFL PAULISTA	6,50	6,87	6,35	6,55	6,53	7,15	7,84	5,73	5,21	6,00	5,09	5,00	5,31	5,49	5,88	5,87	5,77	5,06	5,36	6,03	5,51	5,34	4,89	5,00	
CPFL PIRAÍNINGA										6,77	5,08	5,65	5,94	5,79	5,38	6,41	5,22	5,22	4,86	6,37	5,78	6,44	4,31	4,94	
ELC BARRAGEM						13,83	11,78	9,39	11,16	8,47	6,47	5,48	6,49	5,51	5,85	6,30	6,44	7,09	6,17	5,33	4,59	4,50	5,09	5,05	
ELC ESCALVA	22,38	26,49	25,81	17,32	16,86	15,34	13,62	12,83	11,02	12,94	8,77	9,67	8,66	6,34	7,68	6,93	6,91	6,35	6,38	20,03	16,04	22,82	5,08	5,00	
ELKIRO	9,40	9,60	8,48	7,61	7,28	8,94	9,55	8,15	7,86	8,90	7,69	7,21	7,11	6,74	6,41	6,02	6,60	5,74	5,39	51,12	39,19	37,51	4,69	4,63	
ELETRONIAS AL	28,70	29,41	27,17	30,45	25,05	23,19	22,05	25,00	21,56	21,35	21,68	19,74	18,52	16,92	17,24	15,32	15,68	14,31	15,71	26,08	23,35	20,57	20,70	16,82	
ELETRONIAS AN					54,72	55,05	65,32	51,84	34,27	29,58	36,21	40,03	56,89	48,94	56,53	49,31	56,95	59,82	51,23	26,03	32,44	24,68	29,05	29,95	
ELETRONIAS PA	32,10	33,35	49,30	52,65	56,79	50,24	47,17	46,54	31,50	37,78	35,45	41,66	44,99	40,44	36,91	36,35	32,80	32,15	29,96	8,08	7,54	2,66	19,91	16,37	
ELETRONIAS PD				159,06	163,78	162,60	108,79	94,15	72,05	75,66	64,26	50,19	48,66	42,70	52,30	45,66	43,77	29,73	28,90	24,22	23,46	20,61	30,29	21,58	
ENEL CE	26,93	26,85	27,07	33,53	34,09	26,88	25,52	31,75	22,15	17,21	15,53	11,96	10,44	9,11	7,87	6,78	5,91	5,61	6,04	7,91	8,66	9,08	6,81	5,05	
ENEL RJ	23,96	30,31	31,17	35,87	40,89	29,79	25,31	21,47	20,47	19,95	17,03	14,40	15,23	11,53	10,50	10,06	11,82	12,74	9,63	9,04	9,80	9,54	13,26	12,61	
ENERGISA MS	13,74	12,94	13,32	14,02	15,14	16,30	14,60	13,69	10,41	11,41	9,53	8,03	9,16	10,46	9,27	7,80	9,09	7,16	8,34	23,16	17,72	14,36	7,26	5,94	
ENERGISA MI	86,31	110,67	147,96	132,77	83,23	75,40	64,06	39,80	30,24	26,26	26,13	24,68	22,39	26,38	24,80	23,79	22,86	21,50	20,79	8,87	8,85	7,81	24,13	14,27	
ENERGISA PB	39,69	33,65	42,87	44,97	34,76	58,23	33,65	26,12	14,27	10,91	9,89	14,28	19,88	19,40	20,43	18,17	21,57	15,97	15,79	11,10	10,70	8,80	7,89	6,81	
ENERGISA PE	17,02	15,73	14,71	13,25	15,33	15,32	13,45	13,50	10,46	11,26	10,26	9,61	8,91	9,00	11,23	12,68	11,24	12,11	14,58	11,64	9,31	9,37	7,75	7,20	
ENERGISA RJ					75,62	96,27	31,85	40,31	40,69	34,73	31,27	27,84	33,73	36,88	33,76	33,67	39,32	33,03	25,67	10,91	10,88	11,01	16,09	14,47	
LIGHT	18,15	16,09	14,98	16,43	14,69	14,37	9,62	6,86	6,10	6,93	6,22	6,34	7,67	6,30	6,39	6,74	7,13	5,76	7,76	8,39	8,31	6,56	6,44	6,43	
HCE					25,62	21,09	18,27	8,95	16,97	15,46	15,04	12,36	10,89	9,68	8,80	9,66	9,40	8,75	9,04	9,14	8,33	7,56			
HCE SUL					27,22	19,98	17,10	16,99	18,85	16,38	13,27	10,48	12,50	11,40	11,48	12,37	11,90	10,99	9,27	8,41	7,36	8,88	8,42	9,41	
ISA																	60,86	65,50	55,61	60,15	58,04	49,47	54,00	38,26	
OMSP																	30,36	29,45	39,63	31,46	36,52	27,05	29,54	18,85	
CPFL JACUARI	106,56	10,74	133,16	103,79	67,65	48,38	100,33	81,65	61,31	50,99	35,58	40,57	35,11	31,48	41,09	39,17									
CPFL LEBEL	19,72	14,26	11,21	11,73	10,92	6,73	8,91	6,33	7,55	12,77	7,94	6,68	8,48	7,80	7,05	8,86	10,73	7,69	6,16	6,58	6,33	6,30	5,67	5,73	
CPFL MOCICA																	9,34	4,52	5,23	5,66	4,93	7,31	5,90	6,63	
CPFL SANTA RITA																	8,30	6,52	7,67	5,82	6,62	6,29	6,38	4,09	
CPFL SUL PAULISTA																	6,86	7,75	5,71	9,01	6,72	7,02	9,47	11,76	
UNES	12,37	11,71	11,19	11,66	23,95	17,38	11,59	10,70	7,14	7,30	7,61	7,28	6,93	7,06	3,78	6,43	2,85	3,47	4,33	3,25	3,70	2,63	1,05	2,53	
ELETRONIAS AC					129,18	104,45	117,29	83,27	94,75	56,92	45,80	34,59	22,99	23,10	18,41	22,18	19,61	40,14	43,61	45,26	55,28	47,47	40,84	40,70	43,83
ELETRONIAS BR					88,95	73,56	66,44	47,42	39,39	28,61	20,80	16,85	42,64	30,15	39,38	35,00	21,10	24,26	21,27	21,45	21,77	19,32	35,02	56,65	
ENERGISA RR			8,02	10,83	14,25	19,32	18,82	16,73	15,15	13,82	9,31	9,47	13,78	15,07	10,35	12,91	11,77	11,89	9,90	11,64	6,72	8,37	9,78	3,64	3,22
ENERGISA RR	24,45	15,16	15,24		6,18	17,67	17,73	14,78	13,22	15,65	9,59	9,68	10,48	10,21	11,70	11,54	8,81	10,67	8,92	11,40	10,10	7,98	9,25	7,72	
ENERGISA CI					14,79	12,25	12,22	14,00	11,05	9,66	11,17	7,78	6,83	6,78	7,92	7,90	5,87	6,96	9,01	7,16	7,47	8,87	7,70	9,09	7,45
ENERGISA ELO	8,14	10,09	9,02	8,74	6,46	9,06	6,48	5,37	11,05	7,19	6,19	4,00	6,15	2,86	3,78	4,09	5,77	5,44	6,06	8,07	5,11	5,68	4,62	3,82	
ENERGISA MG	21,25	11,14	21,97	20,98	18,46	14,09	11,65	11,85	14,77	11,57	8,84	8,57	8,49	9,30	10,71	13,10	13,62	13,07	8,66	8,87	7,47	8,48	7,35	7,15	
ENERGISA NA	18,02	15,92	10,05		12																				

7.3 ANEXO 3 – Tabelas DEC/FEC - variação (A0)/(A-1) (1993-2002)

	1993	A0 / (A-1)	1994	A0 / (A-1)	1995	A0 / (A-1)	1996	A0 / (A-1)	1997	A0 / (A-1)	1998	A0 / (A-1)	1999	A0 / (A-1)	2000	A0 / (A-1)	2001	A0 / (A-1)	2002	A0 / (A-1)
FEC																				
CEMAR	30,43	1,00	26,61	0,87	27,27	1,02	23,57	0,86	24,14	1,02	18,74	0,78	31,14	1,66	29,03	0,93	40,62	1,40	40,35	0,99
CELPE	16,70	1,00	13,85	0,83	13,93	1,01	15,20	1,09	16,33	1,07	13,70	0,84	13,69	1,00	15,34	1,12	14,51	0,95	13,61	0,94
ENEL	26,93	1,00	26,85	1,00	27,07	1,01	33,53	1,24	34,09	1,02	26,88	0,79	25,52	0,95	31,75	1,24	22,15	0,70	17,21	0,78
DEC																				
CEMAR	53,59	1,00	48,32	0,90	44,73	0,93	40,74	0,91	44,03	1,08	49,25	1,12	36,86	0,75	38,67	1,05	67,54	1,75	66,78	0,99
CELPE	26,21	1,00	23,15	0,88	18,64	0,81	17,34	0,93	18,39	1,06	14,32	0,78	14,24	0,99	16,34	1,15	15,48	0,95	16,15	1,04
ENEL CE	30,13	1,00	28,87	0,96	28,73	1,00	31,55	1,10	33,56	1,06	22,83	0,68	26,89	1,18	36,03	1,34	24,97	0,69	20,67	0,83