



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS CONTÁBEIS

NÍCOLAS SÉRVULO OLIVEIRA JUSTINO

**OS IMPACTOS DA IMPLEMENTAÇÃO LEI 12.783/13 PARA A RENTABILIDADE
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Orientadora: Professora Msc. Lis Daiana
Bessa Taveira

NATAL/RN
Dezembro/2015

NÍCOLAS SÉRVULO OLIVEIRA JUSTINO

**OS IMPACTOS DA IMPLEMENTAÇÃO LEI 12.783/13 PARA A RENTABILIDADE
DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada à Banca Examinadora da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como exigência parcial para obtenção do título de **Bacharel em Ciências Contábeis**.

Orientador(a): Professora Msc. Lis Daiana Bessa Taveira

NATAL/RN
Dezembro/2015

FOLHA DE APROVAÇÃO

NÍCOLAS SÉRVULO OLIVEIRA JUSTINO

OS IMPACTOS DA IMPLEMENTAÇÃO LEI 12.783/13 PARA A RENTABILIDADE DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Monografia apresentada à Banca Examinadora da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como exigência parcial para obtenção do título de **Bacharel em Ciências Contábeis**.

Aprovada em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA

Prof. Msc. Lis Daiana Bessa Taveira
Orientadora

Prof. Msc Amanda Borges de Albuquerque Assunção
Membro da Banca

Prof. Dr. Adilson de Lima Tavares
Membro da Banca

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo ao meu Deus, o meu sustentador e base do sucesso de minha vida, pois até aqui tem ele me ajudado. Foi ele quem me abriu essa porta e realizou um sonho de criança para provar que todas as coisas são possíveis para aquele que crer.

Aos meus pais Justino e Lena que com sabedoria motivaram-me e ensinaram-me os valores da vida no caminho em que se deve andar. Simplesmente sem eles eu não estaria aqui. Também a minha querida irmã Francielle pelo companheirismo nas noites em que viajavamos para estudar.

A minha amada esposa Eloíze que sempre esteve ao meu lado nesse projeto. Se não fosse a sua paciência, companheirismo e carinho nos momentos difíceis com certeza não estaria no nível de felicidade que tenho agora.

Aos meus amigos que fazem a controladoria da ALESAT S.A. na pessoa do meu professor, ex-chefe e amigo Atelmo Oliveira, que acreditaram em mim e fizeram com que eu me apaixonasse ainda mais pela contabilidade.

À Coordenação do curso de Ciências Contábeis da UFRN, em especial Professora Daniele, que sempre lutaram para que nosso curso seja um dos mais reconhecidos do país.

À professora Lis Bessa, minha orientadora, que sempre esteve disposta a me ajudar, independentemente da hora e dia de semana.

Aos meus irmãos da Assembleia de Deus da COHAB, em Ceará-Mirim/RN pelas orações. Em especial, Ir Julião, meu mentor na casa do Senhor.

À Cláudia Rubim e todos que fazem a superintendência do Hospital Ana Bezerra em Santa Cruz/RN pelo apoio e votos de sucesso.

Que Deus abençoe todos vocês!!!

RESUMO

O setor de energias é considerado de utilidade pública, pois está ligado ao bem-estar dos cidadãos. O presente trabalho teve como objetivo verificar os impactos nos indicadores de rentabilidade das distribuidoras de energia do Brasil após a sanção da Lei 12.783/13. Quanto à metodologia, a pesquisa foi de caráter descritivo, com procedimento documental e abordagem quantitativa. Foi selecionada uma amostra de 13 distribuidoras dentre 64 listadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia elétrica – ABRADDEE a partir de critérios como abrangência no território nacional e demonstrativos publicados na BM&FBOVESPA em conformidade com as normas internacionais de contabilidade, no período de 2011 a 2014. Os achados da pesquisa mostram que a Lei 12.783/2013 não teve impacto direto na rentabilidade das distribuidoras de energia no período, mas sim no setor de geração e a transmissão de energia ao passo que impôs a alteração dos registros contábeis dos bens reversíveis. Para futuros trabalhos sugere-se verificar o impacto da Lei 12.783/2013 no setor de geração e transmissão de energia e quais as estratégias utilizadas para pelas companhias energéticas para manter a margem de lucro em meio ao cenário hidrográfico desfavorável.

Palavras-chave: Rentabilidade. Lei 12.783/2013. Distribuidoras de Energia.

ABSTRACT

The energy sector is considered a public utility because it is linked to the well-being of citizens. This study aimed to determine the impact on profitability indicators of energy distributors in Brazil after the enactment of the Law 12.783/13. As for the methodology, the research was descriptive, with documentary procedure and quantitative approach. It selected a sample of 13 distributors among 64 listed by the Brazilian Association of Electric Energy Distributors - ABRADÉE based on criteria such as coverage in the national and statements territory published on the BM & FBOVESPA in accordance with international accounting standards, in the period from 2011 to 2014. The survey findings show that the Law 12.783/ 2013 had no direct impact on the profitability of energy distribution in the period, but in the generation and transmission while imposed to change the accounting records of the expropriated assets. For future work is suggested to check the impact of Law 12.783/ 2013 in the generation, transmission and the strategies used for the power companies to maintain profit margins in face of the unfavourable hydrological scenario.

Keywords: Profitability. Law 12.783 / 2013. Energy distributors.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CFC	Conselho Federal de Contabilidade
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
FIPECAFI	Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras
GA	Giro do Ativo
IEA	International Energy Agency
MP	Medida Provisória
RGR	Reserva Global de Reversão
ROE	Retorno sobre o Patrimônio Líquido
ROI	Retorno sobre Investimento
RSV	Retorno sobre as Vendas

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Amostra da Pesquisa.....	31
TABELA 2 – Estatística Descritiva – Giro do Ativo.....	33
TABELA 3 – Giro do Ativo e suas Variações	34
TABELA 4 – Evolução do ativo médio da amostra.....	34
TABELA 5 – Estatística Descritiva – Retorno sobre as Vendas	35
TABELA 6 – Retorno sobre as Vendas e suas Variações.....	35
TABELA 7 – Estatística Descritiva – Retorno sobre o Investimento.....	37
TABELA 8 – Retorno sobre o Investimento e suas Variações	37
TABELA 9 – Estatística Descritiva – Retorno sobre o Patrimônio Líquido	38
TABELA 10 – Retorno sobre o Patrimônio Líquido e suas Variações.....	39

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Custo de produção de energia elétrica no Brasil	18
---	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 Contextualização e problemática	10
1.2 Objetivos	11
1.2.1 Geral.....	11
1.2.2 Objetivos Específicos.....	11
1.3 Justificativa do estudo	12
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1 A contabilidade e as normas internacionais	13
2.2 O Setor Elétrico Brasileiro	16
2.2.1 Visão Geral do Setor	16
2.2.2 Da Medida Provisória 579/2012 à Lei 12.783/2013	18
2.3 Medição de Desempenho	21
2.4 Indicadores Financeiros	22
2.4.1 Indicadores de liquidez	23
2.4.2 Indicadores de Estrutura de Capital.....	24
2.4.3 Indicadores de Rentabilidade.....	26
2.5 Estudos Anteriores	27
3 METODOLOGIA	29
3.1 Tipologia da Pesquisa	29
3.2 População e Amostra	30
3.3 Delimitação do Estudo	31
3.4 Tratamento dos dados	32
4 ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA	33
4.1 Estatística Descritiva dos Indicadores de Desempenho	33
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
REFERÊNCIAS	43
APÊNDICE – RESULTADO DO CÁLCULO DOS INDICADORES	47
ANEXO A – LEI 12.783/2013	48

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e problemática

O setor de energia é um dos ramos de utilidade pública que mais tem impacto na economia e no bem-estar dos cidadãos. Sem a eletricidade os sistemas de telecomunicações não suportam o trânsito de informações com a rapidez e amplitude que se observa contemporaneamente, não é possível dar o devido suporte à saúde e à produção industrial cada vez mais informatizada e otimizada e não se teria um sistema de iluminação complexo e abrangente.

A necessidade de diversificação da matriz energética é fator preponderante para o desenvolvimento do país, uma vez que investimentos no setor de infraestrutura, ramo no qual se enquadra a geração, transmissão e distribuição de energia, é ponto determinante para a alavancagem da produtividade e do crescimento econômico, igualando-se a países com vigorosos crescimentos de produtividades nos últimos anos (FRISCHTAK, 2008).

Ciente disso, o Governo Brasileiro fez, em meados da década de 1990, uma grande revolução na matriz energética, setor até então monopolizado por empresas estatais. Para melhorar sua governança administrativa, ele demarcou suas funções através da descentralização administrativa, limitando-se a atuar no que realmente é necessário (BRESSER, 1997).

Logo, essa nova maneira do Estado administrar possibilitou estender a prestação de um serviço de qualidade, aliado à cobrança de uma tarifa justa, para uma população que habita um país com dimensões continentais e, aos concessionários, a possibilidade de obter um retorno adequado ao grau de investimento aplicado no sistema, elevando assim sua capacidade política de intermediar interesses (FARIAS, 2006).

Com o intuito de continuar o processo de desenvolvimento do setor elétrico, em 2012 o governo federal promoveu o que ficou taxado como o grande “pacote” de renovação das concessões (GONÇALVES, DUTRA, 2014), amparado pela edição da Medida Provisória (MP) 579/12, posteriormente convertida, com modificações, na Lei nº 12.783/13.

Em conformidade com esses normativos, foi proporcionada àquelas empresas que estavam com suas autorizações a vencer até meados de 2017 a

possibilidade de renovarem suas concessões públicas condicionadas à redução da tarifa de energia junto aos consumidores finais, caso contrário, os contratos vigentes seriam cumpridos e um novo processo licitatório seria aberto conseqüentemente (BRASIL, 2013).

Entretanto, fatos alheios à visão do Estado como o agravamento da crise mundial e a falta de chuvas para abastecer os principais reservatórios do país foram na contra mão do que se planejara, gerando atos que fizeram o preço das tarifas se comportarem de maneira oposta ao proposto pela Lei 12.783/13 (GONÇALVES, DUTRA, 2014).

Dada essas circunstâncias, o presente trabalho reúne uma revisão da literatura que mostra impactos negativos dessa medida para o mercado, buscando contribuir para os estudos sobre o setor elétrico ao justificar o seguinte questionamento: **quais fatores determinantes promovidos pela Lei 12.783/13 nos indicadores de Rentabilidade das Distribuidoras de energia elétrica listadas na BM&FBOVESPA?**

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Verificar os impactos nos indicadores de Rentabilidade das Distribuidoras de energia do Brasil após a sanção da Lei 12.783/13.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício e as Notas Explicativas a fim de identificar alterações relevantes.
- Investigar os indicadores de rentabilidade mais significativos entre as empresas que compõem a amostra
- Identificar quais indicadores obtiveram maior variação no resultado das empresas.

1.3 Justificativa do estudo

As regras de renovação das concessões da infraestrutura energética foram o estopim para inúmeras discussões e questionamentos quanto a sua viabilidade, pois ao mesmo tempo em que geraria benefícios para os consumidores colocaria as empresas em risco regulatório, “causando assim mudanças que podem acarretar a alteração do retorno das empresas que sofrem o impacto da regulação” (OGG & TAFFAREL, 2014).

Freitas et. al. (2014) enalteceram a problemática envolvendo o retorno dos investimentos afirmando que o aumento do risco regulatório proveniente das mudanças propostas pelo governo desanimou os investidores, porque até então era possível mensurá-lo dentro de uma normalidade de previsão, e essa falta de previsibilidade poderá gerar impactos nas empresas envolvidas.

O intuito de falar sobre energia elétrica deriva da importância que o setor tem para o bem-estar dos cidadãos, fato este que o coloca como um ramo de utilidade pública. Assim, o presente trabalho justifica-se pela importância que a análise das demonstrações contábeis tem na geração de dados relevantes para a tomada de decisão da alta administração. Ao averiguar o comportamento dos indicadores de rentabilidade das empresas do setor de distribuição de energia, essa pesquisa possibilita ver o cenário presente da empresa e, comparando com o comportamento anterior, traçar caminhos que favoreçam o desenvolvimento do setor por meio de futuros debates sobre a temática.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 A contabilidade e as normas internacionais

O desenvolvimento da economia mundial passou por muitas fases e atualmente o que se observa é a tecnologia atuando como principal intermediador das transações financeiras. Outro ponto interessante é que não é fácil imaginar o crescimento de um país desvinculado da expansão do setor elétrico, já que o consumo de energia eleva-se na mesma progressão.

Para Iudícibus & Marion (2008), o homem está constantemente passando por situações que exigem dele uma tomada de decisão. No entanto, vale destacar que uma decisão no âmbito empresarial, dependendo de seu porte e da área na qual surtirá efeitos, pode ter efeitos positivos ou não. Por conseguinte, faz-se necessário ter uma ferramenta capaz de captar, mensurar e processar dados, transformando-os em informações relevantes. Diante disso, a contabilidade é o instrumento que proporciona a coleta de todos os dados econômicos, financeiros e patrimoniais, proeminentes para a saúde da entidade, gerando informações que servirão de base para a tomada ou não de uma decisão (IUDÍCIBUS & MARION, 2008).

Esses autores reiteram ainda que os usuários da informação contábil podem ser classificados como internos – aqueles diretamente interessados nas informações para alinhar os objetivos organizacionais ao planejamento estratégico - ou externos, grupo composto de usuários que indiretamente fazem uso das informações contábeis para tomar uma decisão, como acionistas, bancos fornecedores e funcionários (IUDÍCIBUS et al, 2010). Marion e Osni (2011) reiteram que “a contabilidade é um sistema de informação e avaliação destinado a provê-los de demonstrações e análises de natureza econômica, financeira, física e de produtividade, com relação à entidade objeto de contabilização”, ou seja, as informações suscitadas pela ciência contábil têm a capacidade de mudar o delinear de uma deliberação empresarial (MARION & OSNI, 2011).

Mas essa preponderância que a contabilidade atual tem conseguido deriva da necessidade do mercado em ter informações ainda mais fidedignas e tempestivas. Mudanças fazem parte da evolução do pensamento humano, e a contabilidade, principalmente a brasileira, adaptando-se às mudanças propostas

pelo mercado, passou por uma grande revolução em meados da década de 2010, ao iniciar o processo de convergência de suas normas aos moldes da contabilidade internacional, isso que, na análise de Martins (2008), representa uma mudança de “filosofia, postura e pensamento” na consideração dos fatos que geraram informações úteis, pois o subjetivismo passa a ser considerado na análise do evento e seus respectivos efeitos. A essência, portanto, passa a ter primazia sobre a forma, visto que o modo como determinado ativo e/ou passivo é contabilizado dependerá do uso e/ou fim a que ele se destina (MARTINS, 2008).

Para auxiliar nesse processo de reestruturação contábil, em 2005, o Conselho Federal de Contabilidade (CFC) emitiu a resolução nº 1.055 de 7 de outubro de 2005 criando o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que tem como objetivo:

“(...) o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza, para permitir a emissão de normas pela entidade reguladora brasileira, visando à centralização e uniformização do seu processo de produção, levando sempre em conta a convergência da Contabilidade Brasileira aos padrões internacionais”.

Souza e Coutinho Filho (2007) explicam que essa reestruturação contábil é consequência da evolução da economia globalizada. Um exemplo disso ocorreu em meados de 1990, quando em meio à crise que enfraqueceu fortes economias como Japão e Rússia a pouca ou praticamente nenhuma paridade entre os critérios de mensuração adotados nas demonstrações acendeu debates relativos a uma possível harmonização das regras aplicadas. Destarte, ao passo que o mundo estreita as fronteiras comerciais elevando o nível de dependência entre as organizações, a adoção de critérios comuns no reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas mostra-se fundamental para minimizar os riscos de investimento, dando animosidade aos investidores por passarem a ter regras claras quanto ao trato das informações (SOUZA E COUTINHO, 2007).

Nessa temática, as análises contábeis somente poderão alcançar sua eficácia se forem elaborados a partir de demonstrações contábeis de qualidade, e para dar essa credibilidade aos demonstrativos eles precisam ser dotados de características qualitativas, que ao serem observadas dão segurança para as

informações (CARVALHO, 2013). Segundo a Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (CPC 00 – R1) essas características dividem-se em dois grupos que juntos atuam para dar maior confiança ao usuário no uso das informações.

O primeiro envolve características qualitativas fundamentais da relevância e da representatividade fidedigna, sendo a primeira ligada à inclinação que determinado dado contábil tem de influenciar a tomada de uma decisão, seja por possuir força preditiva, isto é, ser capaz de embasar projetos ou planejamentos estimando resultados futuros, ou por apenas apresentar caráter confirmatório, validando informações apuradas no exercício, uma vez que a materialidade desse dado prejudica uma entidade se ele for omitido ou divulgado de forma distorcida (CPC).

Aliando-se à relevância, a representação fidedigna não necessariamente significa que todas as informações contábeis apresentarão os aspectos desejados ou que ela reflète 100% da realização de um fato (CPC). No entanto, ela opera considerando três atributos elementares do dado: completo, neutro e livre de erros, definidos, respectivamente: conter o máximo possível de informações relevantes para a tomada de decisão; ser livre de viés na sua escolha ou apresentação; e livre de erros, tanto na informação como no processo de sua elaboração, que destoe de maneira relevante a representação da realidade (FIPECAFI, 2010)

O outro bloco de características qualitativas está atrelado à melhoria contínua da informação contábil financeira garantindo sua existência e seu aprimoramento (FIPECAFI, 2010). Subdividido em quatro atributos, o primeiro é a compreensibilidade, que é sinônimo de que o usuário das informações contábeis, desde que tenham um mínimo de conhecimento da área, tem que entender o que estiver sendo divulgado reconhecendo sua importância (CPC).

Acompanhando-a, a tempestividade é a propriedade que surge impondo que a informação de representação fidedigna precisa tornar clara uma informação no momento exato em que ele acontece, pois se forem muito antigas não têm importância para a tomada de decisão dos usuários, exceto no uso para fins comprobatórios como auditorias e processos judiciais (NIYAMA & SILVA, 2011).

Quanto às duas últimas características, a verificabilidade e a comparabilidade, em consonância com CPC 00 (R1), a primeira representa a segurança que os mais variados usuários das informações contábeis, cômicos e

independentes, têm de chegarem a uma mesma conclusão, mesmo que haja pequenas diferenças entre si. Já para os estudiosos da FIPECAFI (2010), por intermédio da comparabilidade os usuários podem comparar os balanços publicados de um ente ou de entes diferentes identificando tendências patrimônio-financeiros e no seu desempenho.

2.2 O Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1 Visão Geral do Setor

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL na última edição de seu Atlas, em 2008, destacou que o expoente crescimento da economia mundial no século XX foi acompanhado pela abundante oferta de recursos energéticos, sobretudo os derivados de combustíveis fósseis – petróleo e carvão mineral – fontes por vezes sinalizadas como limitadas por serem não renováveis (ANEEL, 2008).

Diante dessa situação, o que se mais tem buscado é manter a disponibilidade energética num mundo que cada vez mais demanda consumo, especialmente nos países em desenvolvimento, pois o acesso da população a infraestruturas como saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia é fator para o crescimento, sendo a energia a base mecânica, térmica e elétrica das ações humanas (ANEEL, 2008).

Assim, para viabilizar a continuidade do plano de melhoria contínua do setor é que Lei 12.783/2013 foi editada. Entretanto, para se ter um melhor entendimento dos impactos dessa legislação sobre aquele, faz-se necessário nortear como funciona o processo da transmissão da energia, da geração ao consumidor final.

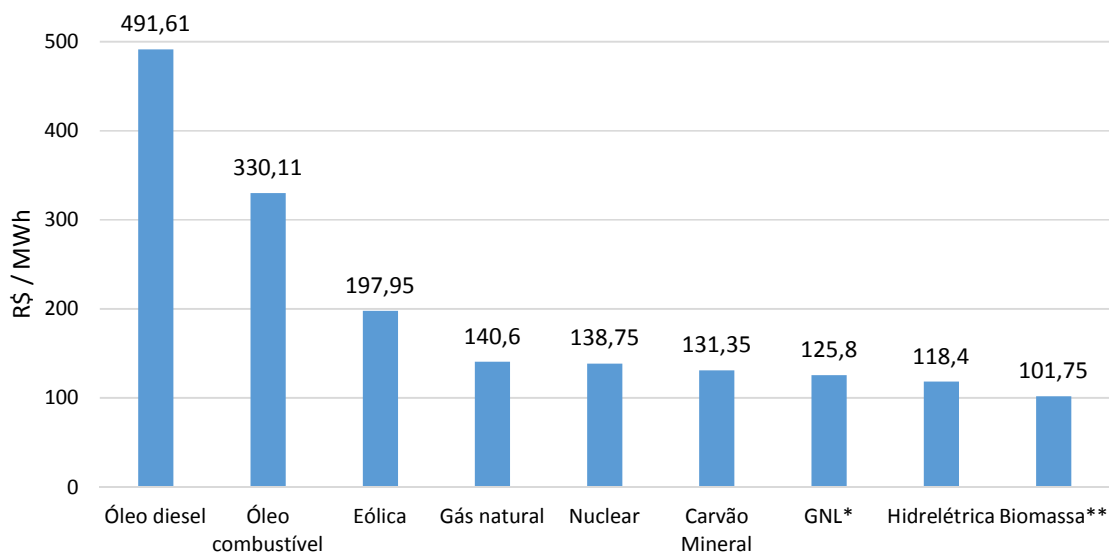
A geração dar-se-á através de usinas que convertem a energia gerada por um determinado recurso da natureza em energia eletrostática (ANEEL, 2008). Ainda segundo a ANEEL, até meados de 2008 estavam em operação no Brasil cerca de 1.768 usinas, sendo aproximadamente 40% delas responsável por converter a energia mecânica das águas em energia elétrica (hidrelétricas).

Ressalta-se também que o potencial hídrico nacional coloca o país em posição de destaque no cenário mundial (ANEEL, 2008). Conforme o relatório *Key World Energy Statistics, da International Energy Agency (IEA)* de 2008, enquanto a produção hidrelétrica mundial teve uma redução no período de 1973 a 2006,

passando de 2,2% para 1,8% (ANEEL, 2008), o Brasil, por suas características geoclimáticas, produz energia hidráulica capaz de suprir cerca de 65% de sua demanda (ANEEL, 2008).

Por conseguinte, a energia gerada é conduzida para as redes de transmissão, sistema que interliga a fonte energética aos consumidores finais, que são desde pessoas físicas a grandes centros industriais. No Brasil, essas redes compõem o Sistema Integrado Nacional (SIN), toda uma logística composta por cerca de 900 linhas de transmissão, que interligam todas as matrizes geradoras de energia do país em uma única rede, fazendo com que a maior parte da demanda nacional seja atendida e reduzindo o risco de um colapso energético ao abrigar 96,6% da produção (ANEEL, 2008).

No entanto, devido às peculiaridades geográficas da região norte brasileira, há subsistemas nessa região, onde estão as capitais “Rio Branco (AC), Macapá (AP), Manaus (AM) e Porto Velho (RO) e o estado de Roraima (com exceção da capital Boa Vista e seus arredores, abastecidos pela Venezuela)”, que ficam isolados do SIN, não intercambiando energia elétrica com as demais regiões, sendo, portanto, energizados por termelétricas, fonte com custo bem mais elevado por utilizar principalmente óleo diesel (ANEEL, 2008). Abaixo segue gráfico com informações sobre o custo de produção por fonte geradora:

Gráfico 1 - Custo de produção de energia elétrica no Brasil

(*) Gás natural liquefeito

(**) Bagaço de cana

Fonte: ANEEL. 2008

Dada a essa particularidade, para auxiliar no custeio desses subsistemas foi criada pelo Governo Federal a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), encargo suportado por todos os consumidores para comprar o diesel consumido pelas termelétricas que fornecerão energia para essas áreas.

A distribuição é a interseção entre o SIN e o consumidor, é o momento em que as altas tensões são rebaixadas nas subestações para as voltagens de 110V e 220V, níveis suportados por cerca de 61 milhões de unidade consumidoras, salvo grandes consumidores industriais, que operam com altas tensões recebendo força diretamente das subestações (ANEEL, 2008).

Atualmente, conforme a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE), operam no território nacional 64 distribuidoras, destas cerca de 75% com origem de capital do setor privado, reflexo da reforma ocorrida no final na década de 90 (BRESSER, 1997).

2.2.2 Da Medida Provisória 579/2012 à Lei 12.783/2013

O contribuinte tem a expectativa de que os tributos recolhidos pelo Estado sejam revertidos à sociedade por meio de serviços públicos. Diante disso, Santana

(2015) evidencia que a predominância do monopólio estatal sob a infraestrutura de energia derivou do exitoso sucesso dos investimentos estatais, que desde meados da década de 1973 acarretou na ampliação na oferta de energia em cerca de 500%. Contudo, o Estado Brasileiro não apresentou ferramentas capazes de adaptar o plano de investimentos pretendido ao cenário da crise mundial de meados de 1970, esgotando assim os recursos destinado infraestrutura (SANTANA, 2015).

Devido às consequências dessa crise, o Estado transformou-se na “principal causa da redução das taxas de crescimento”, e isso foi o estopim para a idealização do novo modelo de gestão que concedeu parte dos serviços públicos essenciais aos investimentos da iniciativa privada (BRESSER, 1997). Essas concessões públicas, conforme a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão, são contratos firmados entre um ente público e uma determinada entidade de direito privado escolhida após um processo licitatório, que habilitam esta a operar um serviço à população em nome daquele, envolvendo ações de “construir-operar-transferir” e “recuperar-operar-transferir”, isto é, a infraestrutura é entregue à iniciativa privada para que esta a fomenta sem que o controle do serviço seja transferido (CPC).

No entanto, as primeiras ações desse modelo implantado em 1995 não atingiram o êxito pretendido devido a falta de normatização específica para a regulação e política energética, a desverticalização do sistema através de grupos “monopolistas (transmissão e distribuição) e não monopolistas (geração e comercialização)” e o forte endividamento derivado da crise de 1980, que sujeitaram os brasileiros a pagar tarifas muito elevadas, superando inclusive países que possuem fontes geradoras muito mais caras (SANTANA, 2015).

Rio Bravo Fronteiras (2012) enfatiza que o custo da energia no Brasil é tão alto que supera o de outros países em desenvolvimento como Rússia, Índia e China, tudo porque a tarifa cobrada, conforme Pereira Jr & Queiroz (2013), é composta pela parcela de consumo do insumo adicionada a outros encargos que custeiam o sistema transmissão e distribuição, inclusive parte dos valores gastos com o transporte da energia através das linhas, fato que, com a elaboração do Decreto 4.667/2003, obrigou as distribuidoras a discriminarem nas faturas a composição do valor cobrado, dando maior transparência para o consumidor.

A partir de então, para promover a redução tarifária, o governo federal idealizou através da Lei 12.783/2013 aproveitar a aproximação do fim dos contratos

firmados nas privatizações dos anos 90 para conceder a possibilidade de renovação das concessões em troca de ajustes que alcançariam a modicidade tarifária desejada (SANTANA, 2015). Todavia, os caminhos delineados pelo Governo Federal para atingir esse objetivo trouxeram implicações que agitaram o mercado, uma vez que comprometeu a capacidade de investimento das empresas do setor.

Rocha (2013) e Jardim (2013) destacam que a uma das estratégias usadas envolveu a desoneração de dois importantes encargos setoriais: a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Reserva Global de Reversão – RGR, ato que proporcionou uma redução tarifária de aproximadamente 16% para as residências e cerca de 28% para a indústria. Porém, devido o primeiro ser o recurso responsável por arcar com parte dos custos de geração de energia na região Norte do Brasil e o segundo ser base para o financiamento de investimentos em infraestrutura energética para o interior do país através do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos, Jardim (2013) sobressai que apesar do governo garantir que subsidiaria possíveis perdas das organizações, a soma dos repasses não cobririam os custos inerentes a essas medidas governamentais, ocasionando decréscimo de receita de aproximadamente 60%.

Mas as polêmicas envolvendo a intervenção estatal no setor de energias iniciaram-se desde a Medida Provisória 579/2012, que em seu §2º do artigo 15, transcrito a seguir, trouxe medidas sob o setor de transmissão de energia:

§ 2º Os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei no 9.074, de 1995, existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, serão considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o caput.

Os bens reversíveis são ativos da rede de transmissão que já possuíam registros de depreciação pelo uso do Estado no fornecimento do serviço, e que passariam por uma avaliação de valor recuperável ao final da vigência dos contratos de concessão (ROCHA, 2013). Entretanto, com a MP o governo impôs que para o processo de renovação das concessões esses ativos não mais apresentariam valores a depreciar ou a amortizar, ou seja, “todas as instalações remuneradas, exceto novos investimentos realizados, já estariam completamente “pagas”,

pertencendo desde aquele momento à União”, gerando, na ótica dos investidores, prejuízos que somam algo em torno de 20 bilhões de reais (ROCHA, 2013). Tal intervenção mostrou-se tão nociva para o resultado das organizações que, em novembro do mesmo ano, o governo federal alterou essa redação por meio da MP 591/2012 revogando a decisão de considerar os ativos totalmente amortizados.

2.3 Medição de Desempenho

O mundo corporativo está altamente interligado, fazendo da rapidez na troca de informações um fator crucial para o sucesso ou não das organizações. Aliado a isso, essas informações geradas precisam ser estudadas, mensuradas e analisadas de maneira que tenham a capacidade de nortear tomadas de decisões. Nessa perspectiva, o mercado necessita de indicadores que sirvam de parâmetro para avaliar se o que está sendo executado está gerando riqueza, e a contabilidade é, a partir da análise das demonstrações contábeis, a ferramenta capaz de gerar indicadores que mostram a real situação econômico-financeira de uma sociedade empresarial (IUDÍCIBUS & MARION, 2008).

Segundo os artigos 175 e 176 da Lei 6.404/76, que dispõe parte do regulamento aplicado nas sociedades por ações, as demonstrações contábeis são relatórios elaborados doravante à “escrituração mercantil da companhia”, com o intuito de evidenciar a situação patrimonial de um ente assim como as mutações ocorridas durante o exercício social passado (BRASIL, 1976).

Para Assaf Neto (2010) a análise das demonstrações elaboradas com base nas informações contábeis forma um mapa em que se obtém a posição “passada, presente e futura” de uma entidade. Braga et al. (2011) complementa esse pensamento indicando que além de ratificar o histórico econômico-financeiro da instituição, as demonstrações contábeis servem de arcabouço para o extrair índices que servirão para atestar se a condição da empresa é satisfatória.

Franceschini *et al.* (2008) afirmam que os indicadores de desempenho extraídos das demonstrações são medidas usadas para dimensionar se os processos organizacionais efetivamente alcançaram os objetivos e metas definidos no planejamento estratégico, ou seja, são índices que expressam a qualidade do retorno das atividades. Já Iudícibus & Marion (2008) os definem como “quocientes” derivados da relação entre contas contábeis que proporcionam ao analista visualizar

o que aconteceu no passado, fornecendo dados para deduzir o que poderá acontecer no futuro da organização.

Dentre esses quocientes existem aqueles considerados como não financeiros por expressarem resultados em unidades de medidas quantitativas ou qualitativas não necessariamente monetárias (MARQUEZAN, DIEHL & ALBERTON, 2013). Ribeiro, Macedo & Marques (2012) salientam que o uso desses tipos de medidas têm se tornado relevantes por serem fatores que indiretamente afetam o resultado final da organização, tais como carteira de clientes e *marketing share*. Quanto a esse tipo de informações não monetárias, Miranda e Reis (2005), expressam também que no processo de mensuração da performance organizacional, os indicadores não financeiros acabam por mensurar “áreas-chaves da empresa que demandam atenção específica”, ampliando suas ferramentas de gestão em prol da alavancagem econômico-financeira da instituição.

2.4 Indicadores Financeiros

Os indicadores financeiros, também identificados como indicadores de resultado por serem medidas de desempenho resultantes da apuração final do exercício contábil, são amplamente utilizados pelas instituições exprimindo monetariamente a realidade financeira, econômica e patrimonial da entidade, tendo como principal base de dados as demonstrações financeiras (RIBEIRO, MACEDO & MARQUES, 2012).

Entretanto, Miranda e Reis (2005), ao defenderem que os indicadores de desempenho diagnosticam pontos relevantes a serem considerados na tomada de decisão, realçam ainda que apesar dessa significância para as organizações os indicadores apresentam uma eficácia limitada, fato corroborado por Silva (2010) quando assegura que devido a essa limitação os “números apurados pela relação matemática proposta” devem nortear os analistas nos estudos que contribuirão para o processo de gestão dos recursos, auxiliando no processo de tomada de decisão, porquanto eles são incapazes de atender perfeitamente todos os questionamentos que sejam feitos.

Dentro do estudo das demonstrações contábeis, Assaf Neto (2010) destaca que os principais indicadores econômico-financeiros estão ligados à liquidez, estrutura de capital e rentabilidade das entidades, informações valorizadas no

mercado financeiro mundial, pois refletem o quanto aquele determinado investimento é seguro ou não, fato comprovado por Marion (2002) afirmando que a análise contábil de balanços deve compreender três áreas essenciais: financeira, econômica e de estrutura de capital.

2.4.1 Indicadores de liquidez

Na relação dos índices de desempenho os primeiros a serem mencionados são os ligados à liquidez. Silva (2010) define esse termo como a capacidade que a entidade tem de arcar com suas obrigações em detrimento de suas disponibilidades, considerando que o pagamento das exigibilidades são uma das principais metas de qualquer organização, sejam elas no curto ou no longo prazo.

O primeiro destacado por Silva (2010) é a liquidez geral, cuja finalidade é determinar a capacidade da empresa arcar com suas obrigações de longo prazo, isto é, mensura quanto a entidade tem de ativo circulante acrescido dos itens realizáveis no longo prazo para quitar seus débitos com fornecedores na administração do seu ciclo financeiro. Nesse ponto Ludícibus & Marion (2008) contribuem afirmando que considerar o longo prazo no pagamento de dívidas pode ser um risco, haja vista que “os prazos de liquidação entre passivos e ativos podem não se conciliarem, mesmo que se considere o passivo de longo prazo (LP)”.

$$\text{Quociente de liquidez geral} = \frac{\text{Ativo Circulante} + \text{Ativo Não Circunante}}{\text{Passivo Circulante} + \text{Passivo Não Circulante}}$$

Para Ludícibus (2010) o quociente de liquidez corrente revela o quanto se tem em disponibilidades e/ou direitos realizáveis no curto prazo correlacionados às dívidas a serem compensadas no mesmo período, ou seja, é feita uma análise para definir se existe ou não capacidade de pagamento das dívidas no prazo de no máximo um ano, amplitude temporal determinada pela Lei 6.404/76 para o curto prazo (BRASIL, 1976). Já Marion (2002) além de conceituar esse índice reforça novamente reforça um ponto ligado aos prazos de realização entre os ativos e os passivos, pois, conforme o autor, o prazo de vencimento das obrigações não necessariamente coincide com a realização de fato dos ativos da entidade.

$$\textit{Quociente de liquidez corrente} = \frac{\textit{Ativo Circulante}}{\textit{Passivo Circulante}}$$

Diante dos problemas ligados à possibilidade de não haver uma igualdade temporal entre ativo e passivo, os estudiosos da contabilidade ratificam que o indicador que concretamente mensura a capacidade de pagamento é a liquidez imediata (LI).

$$\textit{Quociente de liquidez imediata} = \frac{\textit{Disponibilidades}}{\textit{Passivo Circulante}}$$

De acordo com Silva (2010) a LI dimensiona a capacidade liquidar débitos instantaneamente. Contudo, o autor deixa claro também que essa possibilidade torna-se impraticável em entes de grande porte por causa dos altos investimentos arcados com capital de terceiros e porque muitas vezes é mais vantajoso ter recursos financeiros investidos.

A liquidez seca é entendida por Ludícibus & Marion (2008) a medicação da capacidade de cumprimento dos passivos desconsiderando os estoques, pois são bens com um grau de incerteza de realização maior que os demais considerados, como disponibilidades e títulos financeiros realizados no curtíssimo prazo.

$$\textit{Quociente de liquidez seca} = \frac{\textit{Ativo Circulante} - \textit{Estoques}}{\textit{Passivo Circulante}}$$

2.4.2 Indicadores de Estrutura de Capital

A estrutura de capital é considerada por Carvalho (2013) como a origem dos recursos aplicados no ativo circulante e não circulante. Citando Silva (2010), o autor explica que esses recursos podem ser captados de duas maneiras: ou por meio de capital próprio, isto é, recursos investidos por acionistas, ou por meio de capital de terceiros, valores obtidos no mercado através de empréstimos e financiamentos principalmente. Nesse último caso, destaca-se que junto deles geralmente é incorrido despesas e/ou custos adicionais de juros sob o montante da dívida não amortizada, valores que diretamente deduzem o resultado final apurado (ASSAF NETO, 2010).

Em se tratando dessa espécie de quocientes, Carvalho (2013) afirma também que por se tratarem de obrigações, e estas incorrem em algum grau risco, o melhor é que o valor final encontrado após os cálculos seja o menor possível, porque esses índices comportam-se inversamente proporcional à saúde da sociedade empresarial, ou seja, “a interpretação é: quanto maior, pior ou quanto menor, melhor”.

Iudícibus (2010) trás que na estrutura do Balanço Patrimonial, o passivo pode ser subdividido em dois subgrupos, um englobando o endividamento de Capitais de Terceiros, também tratado como passivo exigível, o qual o CPC 00 (R1) define como: “obrigação presente derivada de eventos passados, cuja liquidação resulte na saída de recursos capazes de gerar benefícios econômicos”, e outro atrelado Capital Próprio - o Patrimônio Líquido - ou seja, a medida de riqueza da empresa, o “interesse residual nos ativos da entidade depois de deduzidos todos os seus passivos” (CPC).

Na interpretação de Silva (2010), o estudo do endividamento das instituições é de grande valia para a análise das demonstrações contábeis, porquanto se não for bem administrado, corre-se o risco de se ter perdas irreparáveis, levando toda a estrutura organizacional a um patamar de insolvência total. Além disso, por existir o viés de que o ativo é a aplicação dos recursos originários do endividamento, estudar esses aspectos é imprescindível para o desenvolvimento de um planejamento estratégico eficiente e eficaz (SILVA, 2010).

Diante disso, quocientes de endividamento, na concepção desse autor, que merecem destaque estão ligados à participação total do capital de terceiros na estrutura como um todo e o índice de endividamento no curto prazo, índices representados abaixo respectivamente:

$$\textit{Quoc. de part. do cap. de terceiros} = \frac{\textit{Passivo Circulante + Passivo Não Circulante}}{\textit{Patrimônio Líquido}}$$

$$\textit{Composição do Endividamento no Curto Prazo} = \frac{\textit{Passivo Circulante}}{\textit{Passivo Total}}$$

Silva (2010) em seus estudos sobressai que se endividar traz consigo encargos a serem suportados como contrapartida de se angariar recursos

extraorganizacionais. Logo, desse estudo, há de se verificar a finalidade para qual o endividamento é necessário, pois quando é utilizado para aplicações no ativo, como aquisição de imobilizados, ampliação de parques industriais entre outros, esse endividamento é considerado bom, caso contrário, se utilizado como forma de pagamento de outros débitos, surge indício de um estado de insolvência.

2.4.3 Indicadores de Rentabilidade

O estudo da rentabilidade organizacional passa por análises econômicas ligadas ao resultado operacional, considerando que a razão de existir de uma entidade é lucrar com o seu negócio (MARION, 2002).

Assaf Neto (2010) reforça esse conceito explanando que sua importância está em poder relacionar o resultado final alcançado com o desempenho da gestão no processo, compreendendo se os investimentos propostos pela administração obtiveram a eficiência e eficácia idealizada no planejamento estratégico. Outrossim, por meio desses indicadores é possível dimensionar o posicionamento da organização ante a seus concorrentes (ASSAF NETO, 2010).

Silva (2010) destaca que enquanto os indicadores financeiros da liquidez auxiliam na quantificação dos resultados, os dessa seção evidenciam o retorno do investimento. Conforme o autor, o primeiro índice verifica relação entre as vendas líquidas do período ante ao ativo médio da empresa, mensurando se a margem alcançada está dentro do aceitável. Para esta feita, deve-se fazer a razão entre a receita líquida de vendas auferida e a média aritmética do ativo total do ano anterior com o atual, indicando a eficiência organizacional na aplicação dos recursos.

$$\text{Giro do Ativo} = \left(\frac{\text{Vendas líquidas}}{\text{Ativo Total Médio}} \right)$$

O Retorno sobre as Vendas (RSV) é o indicador que compara o lucro obtido com a receita líquida do período (ASSAF NETO, 2010). Observado a partir da análise vertical da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), essa margem líquida na interpretação de desse mesmo autor representa o quão eficiente e viável é a empresa no processo de conversão da receita em lucro.

$$RSV = \left(\frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Receita Líquida}} \right) \times 100$$

O terceiro indicado que merece destaque na visão de Silva (2010) é o Retorno sobre Investimento (ROI), conceituado como retorno sobre o ativo, indicador que faz uma proporção entre lucro líquido sobre o ativo total médio, representando a margem que as vendas estão apresentando sobre o investimento feito no ativo.

$$ROI = \left(\frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Ativo Total Médio}} \right) \times 100$$

Por fim, a partir do momento em que o lucro líquido é correlacionado com o patrimônio líquido da entidade, tem-se o quociente que dimensiona o grau de retorno que terão os acionistas pelo fato de terem assumido riscos no investimento, isto é, o retorno sobre o patrimônio líquido (SILVA, 2010).

$$ROE = \left(\frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}} \right) \times 100$$

2.5 Estudos Anteriores

Com a aproximação do fim dos contratos concessionários do setor elétrico e a edição da lei 12.783/13 uma série de estudos foram feitos verificando o impacto dessa medida nas distribuidoras de energia. Rezende, Miranda e Pereira (2014) fazendo uso de um estudo de eventos propôs-se a averiguar o impacto da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, sobre o retorno das ações das empresas do setor elétrico brasileiro. Os resultados obtidos comprovaram retornos anormais tanto antes como depois a publicação da MP, o que evidencia um possível acesso a informações privilegiadas em meio às discussões das audiências públicas e a reação atrasada do mercado na aprovação da medida. Por causa desses retornos anormais, observou-se também que as empresas de maior liquidez que integram o Setor Elétrico brasileiro no ano de 2012 não se comportaram de maneira eficiente

Freitas et. al. (2014) trás que ações governamentais sobre o preço de ativos que compõem o índice IEE (Índice de Energia Elétrica) tiveram impactos negativos sobre seus preços, tornando-os mais arriscados do que nos últimos quatro anos. Após analisar o comportamento do índice Beta, ele afirma que as empresas do setor de energia elétrica apresentaram um descolamento de sua medida de volatilidade em relação à média dos índices utilizados e, no curto período de tempo em que houve o impacto da Lei 12.783/2013 nas concessões do setor elétrico, essas ações governamentais foram precificadas pelo mercado, aumentando seus riscos.

Rocha (2013) verificou a receita das companhias energéticas deixaram de conter entre seus componentes as parcelas referentes à depreciação e à remuneração dos investimentos, mantendo unicamente a parcela destinada à operação e manutenção, para poder amparar a redução tarifária proposta desde a medida provisória 579/2012. Diante disso, seu estudo constatou que a possibilidade do surgimento de quadros de desincentivos à eficiência das empresas, podendo-se observar a majoração da parcela de receita remanescente, a redução do tempo médio de vida útil dos ativos ou a perda de qualidade do serviço.

Pereira *et al.* (2014) desenvolveu em cima do modelo de Q de Tobin. Essa teoria entende que a decisão de investimento não possui relação com os valores históricos apresentados pela contabilidade societária, mas sim com valores da realidade econômica atual determinados pelo mercado. Na conclusão de seu estudo ele afirmou que a introdução da MP 579/12 causou perda de atratividade do setor elétrico como opção de investimento.

Gonçalves e Dutra (2014) reiteram que o então “pacote da renovação de concessões”, ao propor uma redução considerável na tarifa junto com a extinção de encargos importantes, isso num momento em que o cenário hidrológico nacional mostrava-se desfavorável, colocou o mercado em condições desfavoráveis. Em suas análises, afirmam que “diversas avaliações veiculadas atualmente em fóruns qualificados de discussão reforçam as preocupações quanto a dificuldades no suprimento de energia elétrica em 2014 e 2015”.

Diante de tudo que foi exposto, pode-se dizer que as medidas adotadas pelo governo sob ao setor elétrico ao passo que promoveria benefícios para a população trouxe consigo um viés negativo para as empresas que atuam no setor.

3 METODOLOGIA

A pesquisa é uma ferramenta utilizada de maneira racional e sistemática para obter-se respostas a questionamentos feitos em uma determinada área do conhecimento, pois ou não se tem informações suficientes para atender o problema ou, mesmo tendo essas informações, elas não estão claras ou dispostas em uma ordem lógica para se concluir uma determinada teoria (GIL, 2012). Já na interpretação de Silva e Menezes (2005) a pesquisa alicerça-se na sistematização de procedimentos racionais, isto é, há um encadeamento lógico que orienta todo o desenvolvimento do trabalho. Diante disso, a metodologia reserva-se a guiar o estudo da pesquisa, decifrando os seus tipos e métodos.

3.1 Tipologia da Pesquisa

Na parte relacionada aos objetivos, o presente estudo é considerado descritivo, pois descreverá o comportamento da rentabilidade de empresas do setor elétrico diante das mudanças ocorridas no setor em meados da década de 2013. Conforme explica Gil (2002), a pesquisa descrita faz uso de técnicas padronizadas de coletas de dados para caracterizar uma determinada população. Já para Silvestre (2007), esse tipo de pesquisa é uma ferramenta cuja finalidade é “recolher, organizar, descrever e interpretar” um conjunto de dados transformando-os em informações úteis, tendo como principais fases a definição de um problema, a criação de uma base de dados que após testes estatísticos ampare o estudo e, por fim, expedição de relatório conclusivo.

Quanto aos procedimentos, essa pesquisa é considerada documental, uma vez que tomará por base toda uma gama de estudos cujas publicações estão disponíveis para consulta. Gil (2002) corrobora isso ao dizer que esse tipo de procedimento utiliza-se de estudos de diversos autores que deixaram uma contribuição na área em que se pretende estudar, materiais estes que ainda não receberam um tratamento analítico.

Já no que se refere à abordagem do problema, esse trabalho é do tipo quantitativo, haja vista que faz uso da quantificação para traduzir em valores os dados processados, fato atestado do Richardson (2008) ao afirmar que esse padrão

de recolhimento de informações faz uso de técnicas estatísticas, desde as mais basilares às de maior complexidade como análise de regressão.

Esse trabalho, com o intuito de identificar possíveis alterações nos indicadores de rentabilidade, fez uso de uma base de dados extraída do site da Bolsa de Valores de São Paulo – BM&FBOVESPA a partir do subitem “Utilidade Pública”, sendo os seguintes relatórios financeiros anuais empregados: Balanço Patrimonial Ativo, Balanço Patrimonial Passivo e Demonstração do Resultado. Todas as distribuidoras selecionadas na amostra apresentam dados válidos e publicados na bolsa de valores.

3.2 População e Amostra

Para que um estudo possa ser feito é preciso selecionar sujeitos sob os quais se possa fazer a pesquisa. Gil (2002) explica que todo o universo de atores da classe na qual se pretende estudar é considerado como população, independentemente de ser animal ou não.

Todavia, em populações muito numerosas, quando não é possível utilizá-la por completo o pesquisador pode selecionar, a partir de regras pré-determinadas, uma amostra, subgrupo do universo no qual se farão os estudos (GIL, 2002).

Para o presente trabalho a população selecionada é composta por 64 distribuidoras de energia conforme a ABRADÉE. Para a seleção da amostra foram considerados três critérios básicos. O primeiro foi considerar apenas as companhias que juntas suprem a demanda de energia da maior parte da população brasileira, destacando-se as estaduais como a Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) e as de grandes centros urbanos como a Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. – ELETROPAULO.

O segundo critério girou em torno do período considerado para análise dos dados. Como a MP 579 era do ano de 2012 e sua conversão em Lei ocorreu em 2013, esse trabalho levou em consideração a amplitude temporal de 2011 à 2014, propondo averiguar o comportamento dos indicadores e, fazendo um comparativo entre demonstrativos, confirmar se foram relevantes os efeitos.

Iniciados os estudos, verificou-se que a Companhia Energética de Goiás – CELGPAR apresentou variação muito significativa nos registros contábeis de 2010 para 2011 devido a não aplicação das normas internacionais de contabilidade.

Considerando que para calcular o retorno sobre o investimento – ROI e o retorno sobre o patrimônio líquido – ROE no ano de 2011 faz-se necessário ter a média aritmética do total do ativo do biênio 2011/2010 e que não foram encontradas republicações demonstrativos de 2010, o terceiro critério foi tê-las alinhadas com o padrão das normas internacionais.

Com isso, a amostra conterà apenas 13 elementos conforme listagem abaixo, porque somente essas atenderam aos critérios de seleção, com destaque para a Eletrobrás, controladora das distribuidoras dos Estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e Roraima.

TABELA 1 – Amostra da Pesquisa

Distribuidora	Sigla
AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	AES SUL
Bandeirante Energia S.A.	BANDEIRANTE S.A.
Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.	CELESC
Centrais Elétricas do Pará S.A.	CELPA
Companhia Energética de Brasília	CEB
Companhia Energética do Maranhão	CEMAR
Companhia Paranaense de Energia	COPEL
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	ELEKTRO
Eletrobras	ELETROBRÁS
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	ENERGISA MT
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	ENERSUL
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A	ESCELSA
Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	ELETROPAULO

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

3.3 Delimitação do Estudo

A análise feita neste trabalho englobou as distribuidoras de energia elétrica registradas na BM&FBOVESPA, considerando a amplitude temporal de 2011 à 2014, período estratégico para o estudo, pois os demonstrativos publicados nessa época foram capazes de gerar indicadores alinhados ao que se propôs no objetivo geral. O porquê de se considerar este lapso temporal de 4 anos é que, no primeiro ano (2011), tem-se informações totalmente desvinculadas dos efeitos da

extraordinária intervenção estatal, ao passo que somente a partir do ano seguinte as informações já estavam sob tais efeitos.

3.4 Tratamento dos dados

Durante a análise, as informações dos demonstrativos contábeis foram usadas para calcular os quatro indicadores de rentabilidade descritos na seção 2.4.3 Indicadores de Rentabilidade, conforme Assaf Neto (2010) e Silva (2010), considerando o lapso temporal de 2011 a 2014.

Em seguida, considerando que 2011 foi o ano em que as distribuidoras não estavam sob as diretrizes da MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, e nem da lei propriamente dita, a amostra sujeitou-se a uma análise horizontal para identificar linearmente a variação do indicador nos anos de 2012, 2013 e 2014 em comparação com 2011, chegando a uma média geral de variação por distribuidora, conforme as tabelas de número 3, 6, 8 e 10.

Quanto à análise descritiva, os indicadores foram calculados e testados chegando-se a valores de mínimo, máximo, média e desvio-padrão para cada um dos anos a partir de uma amostra de 13 distribuidoras elétricas. Esses mesmos valores foram sujeitos a uma média aritmética simples para se obter índices-padrões que serviram de parâmetro para analisar a evolução do indicador por distribuidora ano a ano (tabelas 2, 5, 7 e 9).

O trabalho basicamente verificou se a variação média dos indicadores dos anos de 2012, 2013 e 2014 em comparação com 2011 ficou dentro do desvio-padrão médio calculado na análise descritiva.

4 ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA

4.1 Estatística Descritiva dos Indicadores de Desempenho

Nessa seção do trabalho é apresentada uma série de tabelas resultantes do processamento dos dados. Em todos os casos os valores de máximo e mínimo foram úteis para definir a amplitude dos dados. Já a média tornou-se índice elementar para se observar o delineamento de cada índice no decorrer do tempo, tendo o desvio-padrão a funcionalidade de criar uma margem de oscilação que se possa considerar aceitável. O resultado da análise descritiva do giro do ativo – GA pode ser observado na tabela 2.

TABELA 2 – Estatística Descritiva – Giro do Ativo

	Mínimo	Máximo	Média	Desvio-Padrão
2014	0,0930	1,2239	0,7920	0,2506
2013	0,1260	1,0726	0,6786	0,2288
2012	0,0222	1,0672	0,7199	0,2315
2011	0,2182	1,0701	0,7066	0,2324
Média Geral	0,1148	1,1084	0,7243	0,2358

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

Comparando o resultado da análise descritiva (tabela 2) com a variação média do indicador (tabela 3), identificou-se que todas as distribuidoras sofreram uma variação média do indicador dentro do aceitável considerando os cálculos da análise descritiva, que apresentou desvio médio na casa de 0,2358 (dado da tabela 2).

TABELA 3 – Giro do Ativo e suas Variações

Distribuidora	2014	2013	2012	2011	VARIÇÃO HORIZONTAL			MÉDIA
AES SUL	0,7920	0,6817	0,8286	0,7966	-0,0045	-0,1148	0,0320	-0,0291
BANDEIRANTE S.A.	1,2239	1,0726	1,0672	1,0241	0,1997	0,0485	0,0430	0,0971
CELESC	1,0588	0,8882	0,8391	0,8015	0,2573	0,0867	0,0376	0,1272
CELPA	0,7584	0,5552	0,5295	0,5687	0,1897	-0,0135	-0,0392	0,0456
CEB	0,8252	0,6666	0,7198	0,6451	0,1801	0,0215	0,0747	0,0921
CEMAR	0,6100	0,5449	0,7142	0,6654	-0,0555	-0,1205	0,0487	-0,0424
COPEL	0,5713	0,4143	0,4242	0,4257	0,1456	-0,0114	-0,0015	0,0442
ELEKTRO	0,9156	0,7750	0,8949	1,0701	-0,1545	-0,2952	-0,1752	-0,2083
ELEKTROBRÁS	0,2136	0,1695	0,1827	0,2182	-0,0046	-0,0487	-0,0355	-0,0296
ENERGISA MT	0,6581	0,6325	0,6467	0,5865	0,0716	0,0460	0,0602	0,0593
ENERSUL	0,7900	0,7484	0,7750	0,7336	0,0564	0,0147	0,0414	0,0375
ESCELSA	0,9322	0,8540	0,8451	0,7449	0,1873	0,1091	0,1002	0,1322
ELETROPAULO	0,9475	0,8194	0,8921	0,9051	0,0425	-0,0857	-0,0130	-0,0187

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Da tabela 3 pode-se destacar também que a Bandeirante S.A. apresentou GA de 1,2239 em 2014, bem acima do índice-padrão calculado para a amostra que ficou na casa de 0,7243 (dados da tabela 2). Isso se mostra positivo para a companhia, significando que os volumes das vendas estão acima dos investimentos feitos, fato destacado por Matarazzo (2010) que afirma que quanto maior esse valor melhor o seu resultado. Na contramão disso está a ELEKTROBRÁS, que em todos os anos apresentou o menor indicador. No entanto, salienta-se que o ativo total médio desta companhia está bem acima das demais, conforme tabela 4, que mostra a evolução do ativo médio das amostras.

TABELA 4 – Evolução do ativo médio da amostra

Distribuidora	2014	2013	2012	2011
AES SUL	3.361	3.041	2.826	2.546
BANDEIRANTE S.A.	2.614	2.429	2.396	2.524
CELESC	5.899	5.486	5.262	5.091
CELPA	5.257	4.494	4.438	4.280
CEB	2.572	2.413	2.264	2.133
CEMAR	4.073	3.613	3.288	2.873
COPEL	24.365	22.160	20.023	18.268
ELEKTRO	5.202	4.580	3.989	3.331
ELEKTROBRÁS	141.613	140.624	153.368	155.491
ENERGISA MT	4.008	3.657	3.626	3.427
ENERSUL	2.106	1.955	1.958	1.819
ESCELSA	2.606	2.374	2.254	2.212
ELETROPAULO	11.142	10.999	11.164	10.867

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

O segundo indicador estudado foi o retorno sobre as vendas – RSV, quociente que por Silva (2010) pode ser entendido como o índice que compara o total do lucro líquido do período com o faturamento líquido das deduções de venda. Com base na sua análise descritiva (tabela 5) observa-se que no período analisado a média padrão da amostra ficou na casa de 3,13% enquanto que o desvio médio apresentou o valor de 9,87%.

TABELA 5 – Estatística Descritiva – Retorno sobre as Vendas

	Mínimo	Máximo	Média	Desvio-Padrão
2014	-9,80%	13,47%	4,81%	6,54%
2013	-25,98%	12,00%	-0,59%	11,16%
2012	-29,98%	16,39%	-0,15%	13,54%
2011	-16,07%	15,98%	8,46%	8,23%
Média Geral	-20,46%	14,46%	3,13%	9,87%

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

Comparando essas informações com a variação média do RSV de cada distribuidora no período (Tabela 6), pôde-se constatar que 30,77% da amostra não registrou variação média do indicador dentro do aceitável, sendo elas: ELETROBRÁS, ENERGISA MT, ENERSUL e a ELETROPAULO. E o que mais teve impacto nisso foi o comportamento dos lucros/prejuízos das mesmas no período.

TABELA 6 – Retorno sobre as Vendas e suas Variações

Distribuidora	2014	2013	2012	2011	VARIÇÃO HORIZONTAL			MÉDIA
AES SUL	7,92%	-0,97%	10,90%	12,14%	-4,22%	-13,11%	-1,24%	-6,19%
BANDEIRANTE S.A.	7,51%	7,32%	3,17%	8,62%	-1,11%	-1,30%	-5,46%	-2,62%
CELESC	8,21%	4,08%	-5,79%	7,94%	0,28%	-3,86%	-13,73%	-5,77%
CELPA	8,66%	-9,17%	-29,98%	-16,07%	24,73%	6,90%	-13,91%	5,91%
CEB	-4,54%	-4,67%	4,57%	3,32%	-7,86%	-8,00%	1,25%	-4,87%
CEMAR	13,47%	9,76%	16,39%	12,94%	0,53%	-3,18%	3,45%	0,27%
COPEL	9,60%	12,00%	8,55%	15,13%	-5,54%	-3,14%	-6,58%	-5,08%
ELEKTRO	9,22%	9,12%	9,46%	13,82%	-4,60%	-4,70%	-4,36%	-4,55%
ELETROBRÁS	-9,80%	-25,98%	-24,72%	11,09%	-20,88%	-37,06%	-35,81%	-31,25%
ENERGISA MT	3,97%	-16,55%	-2,26%	7,31%	-3,34%	-23,85%	-9,56%	-12,25%
ENERSUL	2,01%	-1,44%	-1,08%	11,37%	-9,36%	-12,81%	-12,45%	-11,54%
ESCELSA	7,48%	6,61%	8,33%	6,41%	1,06%	0,20%	1,92%	1,06%
ELETROPAULO	-1,25%	2,20%	0,55%	15,98%	-17,23%	-13,78%	-15,43%	-15,48%

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Consultando as notas explicativas, ELETROBRÁS demonstrou que sua variação média acumulada no período de cerca de -31,25% (tabela 6) decorreu

principalmente dos efeitos da Lei nº 12.783/2013 ante à renovação dos contratos de geração e transmissão de energia elétrica, situação esta que afetou o desempenho financeiro da maioria das empresas da companhia (ELETROBRÁS, 2014).

Vale destacar que esse impacto está relacionado aos bens reversíveis da geração e transmissão de energia, cujos valores residuais foram considerados totalmente amortizados pela legislação, conforme explicado no item 2.2.3 *Da Medida Provisória 579/2012 à Lei 12.783/2013*.

No que tange as distribuidoras da companhia, o impacto da Lei 12.783/2013 restringiu-se à redução de recursos para investimentos, pois ela desonerou o encargo setorial Reserva Global de Reversão (RGR), principal fonte de recursos para o setor.

Para a ENERGISA MT e a ENERSUL, distribuidoras da região centro-oeste do país, as variações negativas foram de 12,25% e 11,54%, respectivamente. Na primeira, em 2013 a entidade apresentou um prejuízo acumulado de 383 milhões de reais devido principalmente a mudanças de critérios nas estimativas de ações civis, trabalhistas, regulatórias e fiscais. Já para a segunda, suas notas explicativas afirmam que a Lei 12.783/2013 reduziu as receitas auferidas do mercado. Entretanto, depreende-se dos seus relatórios que essa medida apenas mostrou-se relevante porque a empresa já apresentara dificuldade financeira desde o ano anterior, pois problemas de liquidez da *Holding* aliada a um processo de recuperação judicial de distribuidora do grupo (CELPA) fez com que bloqueios financeiros atingissem as contas da ENERSUL. Sobre a CELPA, conforme tabela 6, ela apresentou o menor RSV calculado, -29,28%.

A ELETROPAULO apresentou oscilação no indicador amparada pela sazonalidade do lucro/prejuízo operacional registrado no período. Para ela, o que amparou essa variação foi a exposição involuntária à elevação dos custos da energia e a devoluções ligadas à amortização de passivos regulatórios.

Sobre o retorno sobre investimento – ROI, a partir do resultado da análise descritiva para esse indicador (Tabela 7), verificou-se que o índice-padrão “média” ficou em cerca de 3,27%, com desvio-padrão de aproximadamente 5,85%, formando uma amplitude de dados aceitáveis de -6,60% a 13,14%.

TABELA 7 – Estatística Descritiva – Retorno sobre o Investimento

	Mínimo	Máximo	Média	Desvio-Padrão
2014	-3,74%	9,19%	4,39%	4,46%
2013	-10,47%	7,85%	0,88%	5,54%
2012	-15,87%	11,71%	1,50%	7,33%
2011	-9,14%	14,79%	6,31%	6,08%
Média Geral	-9,81%	10,88%	3,27%	5,85%

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

Da mesma forma que nos índices anteriores, foi feita a análise horizontal a fim de se chegar a uma variação média por distribuidora (Tabela 8), e as que variaram fora da amplitude de aceitação foram: ELEKTRO, ENERGISA MT, ENERSUL e a ELETROPAULO, sendo que o ROI dessas três últimas oscilou mais acentuadamente pelos mesmos motivos apresentados no ponto 4.2.2, conforme dados das suas notas explicativas respectivamente.

TABELA 8 – Retorno sobre o Investimento e suas Variações

Distribuidora	2014	2013	2012	2011	VARIACÃO HORIZONTAL			MÉDIA
AES SUL	6,27%	-0,66%	9,03%	9,67%	-3,40%	-10,33%	-0,64%	-4,79%
BANDEIRANTE S.A.	9,19%	7,85%	3,38%	8,83%	0,36%	-0,98%	-5,45%	-2,02%
CELESC	8,70%	3,63%	-4,86%	6,36%	2,33%	-2,74%	-11,22%	-3,87%
CELPA	6,57%	-5,09%	-15,87%	-9,14%	15,71%	4,05%	-6,73%	4,34%
CEB	-3,74%	-3,11%	3,29%	2,14%	-5,89%	-5,26%	1,14%	-3,33%
CEMAR	8,22%	5,32%	11,71%	8,61%	-0,40%	-3,29%	3,09%	-0,20%
COPEL	5,48%	4,97%	3,63%	6,44%	-0,96%	-1,47%	-2,81%	-1,75%
ELEKTRO	8,44%	7,07%	8,46%	14,79%	-6,35%	-7,72%	-6,32%	-6,80%
ELEKTROBRÁS	-2,09%	-4,40%	-4,52%	2,42%	-4,51%	-6,82%	-6,94%	-6,09%
ENERGISA MT	2,61%	-10,47%	-1,46%	4,29%	-1,67%	-14,75%	-5,74%	-7,39%
ENERSUL	1,59%	-1,08%	-0,84%	8,34%	-6,76%	-9,42%	-9,18%	-8,45%
ESCELSA	6,97%	5,64%	7,04%	4,78%	2,19%	0,87%	2,26%	1,77%
ELETROPAULO	-1,18%	1,80%	0,49%	14,47%	-15,65%	-12,66%	-13,97%	-14,10%

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Ainda confirme a tabela 8, a ELEKTRO apresentou uma variação média acumulada negativa no período de aproximadamente 6,80%, ou seja, houve redução no retorno auferido com os investimentos. Assaf Neto (2010) reitera a importância desse quociente afirmando que ele pode inclusive dimensionar em quanto tempo é possível recuperar um investimento, dependendo das circunstâncias.

Essa redução da ELEKTRO mostrou-se mais expressiva na passagem de 2011 para 2012, momento em que há o registro do maior índice apurado na

amostra, pois para os demais anos o índice balançou dentro de uma tendência. O estopim para essa variação foi o aumento dos custos com a compra de energia para revenda no mercado *spot* e ao maior despacho das termelétricas, impactos relevantes no resultado a partir do último trimestre de 2012.

O último quociente de rentabilidade analisado é o retorno sobre o patrimônio líquido – ROE, que objetiva dimensionar o retorno daqueles que investiram na estrutura de capital própria da entidade. Silva (2010) deixa claro que “o ROE indica qual o prêmio que os acionistas ou proprietários da empresa estão obtendo em relação a seus investimentos no empreendimento”. Após a análise descritiva, pôde-se constatar uma variação média do ROE de -5,46% com desvio-padrão de 65,49% (Tabela 9).

TABELA 9 – Estatística Descritiva – Retorno sobre o Patrimônio Líquido

	Mínimo	Máximo	Média	Desvio-Padrão
2014	-23,95%	47,39%	12,31%	17,52%
2013	-58,06%	19,50%	-3,30%	24,26%
2012	-674,55%	31,39%	-44,15%	189,94%
2011	-78,15%	48,92%	13,30%	30,26%
Média Geral	-208,68%	36,80%	-5,46%	65,49%

Fonte: Dados da pesquisa, 2015

No entanto, considerando que esses valores consideram toda a amostra, sobressai-se o fato de que essas informações estão sob influência da acentuada oscilação da CELPA, que em 2012 apresentou uma variação negativa de aproximadamente 674,55% (Tabela 10), ano no qual ajuizou um pedido de recuperação judicial e que registrou um prejuízo acumulado de R\$ 704.469,00. Esse processo judicial perdurou até 01 de dezembro de 2014, ano em que a entidade apresenta lucro depois de três sucessivos anos de prejuízos.

TABELA 10 – Retorno sobre o Patrimônio Líquido e suas Variações

Distribuidora	2014	2013	2012	2011	VARIÇÃO HORIZONTAL			MÉDIA
AES SUL	20,35%	-2,27%	26,33%	30,63%	-10,28%	-32,90%	-4,30%	-15,82%
BANDEIRANTE S.A.	22,48%	17,28%	10,39%	28,17%	-5,69%	-10,89%	-17,78%	-11,45%
CELESC	21,89%	9,30%	-14,39%	14,18%	7,71%	-4,88%	-28,57%	-8,58%
CELPA	47,39%	-58,06%	-674,55%	-78,15%	125,55%	20,10%	-596,39%	-150,25%
CEB	-23,95%	-13,85%	11,35%	6,76%	-30,71%	-20,61%	4,59%	-15,58%
CEMAR	20,24%	13,92%	31,39%	25,67%	-5,43%	-11,75%	5,72%	-3,82%
COPEL	9,76%	8,52%	5,88%	9,74%	0,02%	-1,22%	-3,87%	-1,69%
ELEKTRO	19,77%	15,77%	17,43%	35,98%	-16,21%	-20,21%	-18,55%	-18,32%
ELETROBRÁS	-5,21%	-10,06%	-10,17%	4,87%	-10,08%	-14,93%	-15,05%	-13,35%
ENERGISA MT	7,95%	-46,85%	-4,31%	11,58%	-3,62%	-58,42%	-15,89%	-25,98%
ENERSUL	4,44%	-3,16%	-2,39%	19,28%	-14,84%	-22,44%	-21,67%	-19,65%
ESCELSA	20,02%	19,50%	25,82%	15,31%	4,71%	4,19%	10,51%	6,47%
ELETRIPAULO	-5,13%	7,00%	3,22%	48,92%	-54,05%	-41,91%	-45,70%	-47,22%

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015.

Por causa disso, processou-se os dados novamente desconsiderando essa distribuidora a fim de observar o comportamento da média e do desvio-padrão. O resultado foram os valores de 9,99% e 15,33% respectivamente, números bem mais próximos das demais distribuidoras conforme a tabela 10, que apresentaram uma tendência de redução de 2011 a 2014.

Outras duas distribuidoras que tiveram variação negativa acima do normalmente apresentado pelas demais distribuidoras foram a ENERGISA MT e a ENERSUL, empresas que, conforme apresentado anteriormente, tiveram parte dos seus resultados afetados por problema financeiros de sua então *holding* - Rede Energia, que também abriu processo de recuperação judicial em 31 de agosto de 2012. Em abril de 2014 o Grupo Energisa S.A. assumiu o controle acionário da Empresa Energética de Matogrosso do Sul S.A. passando esta a responder pela sigla ENERGISA MT.

Após a análise descritiva dos indicadores de rentabilidade Giro do Ativo (GA), Retorno sobre as Vendas (RSV), Retorno sobre o Investimento (ROI) e Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE), pôde-se constatar que não ocorreram variações significativas nos resultados das distribuidoras de energia motivadas diretamente pela promulgação da Lei 12.783/2013.

No que tange essas companhias, as demonstrações contábeis, em especial as notas explicativas, mostram que as diretrizes impostas pela legislação atuaram mais como um fator de dificuldade do que como a causa primária daquela determinada situação no setor. É o caso da ENERSUL, que sentiu mais

expressivamente os efeitos das condições de renovação dos contratos de concessão sob suas receitas porque já se encontrava em dificuldades financeiras.

Vale destacar também que não se pôde analisar com mais precisão as distribuidoras dos estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e Roraima controladas da Eletrobrás, pois os registros considerados nesse estudo verificaram o consolidado das demonstrações publicadas pela companhia na BMF&FBOVESPA. No entanto, tomando por base o resultado apresentado pela análise descritiva desse trabalho, bem como as informações apresentadas pelas distribuidoras dessa amostra em notas explicativas, acredita-se que também não haveria impactos significativos nessas entidades, ficando eles restritos à geração e a transmissão.

Outro fato relevante posto pelas distribuidoras foi as dificuldades financeiras em decorrência de compras de energia no curto prazo - uma das implicações geradas pela lei 12.783/2013 – em um cenário climatológico desfavorável, que elevou o despacho termelétrico na modalidade por disponibilidade gerando aumento dos custos. Para socorrer as distribuidoras, o Governo Federal interviu no setor através do decreto nº 7.945/2013, que garantiu o repasse de cerca de 9,8 bilhões de para as distribuidoras evitando assim que o custo adicional do despacho termelétrico fosse repassado para os consumidores (COSTELLINI & HOLLANDA, 2014).

Como a falta de chuvas prolongou-se por todo o ano de 2014, nesse ano mais dois decretos foram editados com fins a repassar apostes de recursos para as distribuidoras elétricas. Conforme publicado pela ESCELSA S.A. (2014), o decreto 8.203/2014 autorizou repasses financeiros da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para pagamento de custos das compras no curto prazo, e o decreto nº 8.221/2014, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas compras involuntárias também no curto prazo e pelo aumento do uso do sistema de alto custo para suprir a demanda nacional.

Diante dos fatos expostos, percebeu-se um equilíbrio entre a redução da receita derivada da redução da tarifa proposta pela Lei12.783/2013 e os custos do setor, estes reduzidos através dos recursos repassados pelo governo para compensar a exposição ao mercado de curto prazo e a crise hídrica que elevou o os custos devido à ativação das termelétricas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Estudar o setor de energias mostrou-se relevante ao passo que essa infraestrutura é ponto basilar para o desenvolvimento do país, e as medidas trazidas pela Lei 12.783/2013 marcaram o setor como sendo a maior intervenção do poder público depois das privatizações da década de 1990.

O presente estudo buscou, através da análise descritiva, investigar o comportamento da rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica após a edição da referida legislação, que possibilitou a renovação dos contratos de concessão pública para aqueles que aceitassem as regras que promoveriam a modicidade tarifária desejada pelo Governo Federal.

Os indicadores empregados nesse trabalho foram giro do ativo (GA), retorno sobre as vendas (RSV), retorno sobre os investimentos (ROI) e o retorno sobre o patrimônio líquido (ROE), escolhidos por serem, visão de Silva (2010) e Assaf Neto (2010), os que se mostram mais relevantes na análise das demonstrações contábeis.

Conforme apresentado na introdução, os caminhos que foram considerados para alcançar o objetivo geral foram analisar o balanço patrimonial, a demonstração do resultado do exercício e as notas explicativas a fim de identificar alterações relevantes, investigar os indicadores de rentabilidade mais significativos entre as empresas que compõem a amostra e identificar quais indicadores obtiveram maior variação no resultado das empresas.

Após os estudos feitos, verificou-se que o ingresso na Lei 12.783/2013 no ordenamento jurídico no setor elétrico não acarretou em grandes impactos na rentabilidade das empresas do ramo de distribuição, exceto para aquelas companhias que já apresentavam problemas financeiros. Entretanto, os achados da pesquisa revelam a possibilidade de impactos na área de geração e transmissão da energia, temática que pode servir para futuros estudos.

Para trabalhos futuros envolvendo o setor de energia, outras possíveis linhas de estudo que podem seguir a partir desse trabalho são: avaliar o grau de impacto da ativação das termelétricas, identificar os fatores que levaram à redução do ROE das distribuidoras de energia de 2011 a 2014 e analisar o resultado das companhias do setor desconsiderando os repasses de recursos autorizados pelos decretos de nº 7.945/13, 8.2013/14 e 8.221/14.

Quanto a essa última linha de estudo, pode-se examinar também os efeitos da intervenção do Estado no setor de energia ante a segurança jurídica dos contratos, aumentando o risco regulatório do setor.

REFERÊNCIAS

ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. **Distribuidoras e Origem de Capital**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital>>. Acesso em: 15 de agosto de 2015.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed. 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 22 de agosto de 2015.

ASSAF NETO, A. **Estrutura e análise de balanços: um enfoque econômico-financeiro**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

BRAGA, J. P. *et al.* Análise do impacto das mudanças nas Normas Contábeis Brasileiras: um estudo comparativo dos indicadores econômico-financeiros de companhias brasileiras para o ano de 2007. **Revista Contemporânea de Contabilidade**, v.8, nº15, p. 105-128, 2011

BRASIL. **Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976**. Dispõe sobre as Sociedades por Ações. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L6404consol.htm>. Acessado em: 12 de outubro de 2015.

_____. **Medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 12 nov. 2014, às 23:34.

_____. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nos 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em: 12 novembro de 2014.

BRESSER PEREIRA, L. C. **A Reforma do Estado dos anos 90: Lógica e Mecanismos de Controle** - Caderno 1 do MARE – Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado - Brasília – DF, 1997. Pág. 21.

CARVALHO, E.S. **Um Estudo Comparativo Entre Indicadores Econômico-Financeiros, Baseados na Contabilidade Regulatória e nas Normas Internacionais das Empresas de Distribuição de Energia do Setor Elétrico Brasileiro**. f.112. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis e Atuariais). Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

COMITÊ DE PRONUCIAMENTOS CONTÁBEIS. ICPC 01 (R1). Contratos de concessão. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://static.cpc.mediatgroup.com.br/Documentos/66_ICPC01_R1.pdf>. Acesso em: 28 de agosto de 2015.

_____. CPC 00 (R1). Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro. Rio de Janeiro, 2011. Disponível

em: < http://static.cpc.mediagroup.com.br/Documentos/147_CPC00_R1.pdf >. Acessado em: 26 de setembro de 2015.

EQUIPE DE PROFESSORES DA FEA/USP. **Contabilidade Introdutória**: Atualizada de acordo com as Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09. 11ª Ed. São Paulo: Atlas, 2010.

FARIAS, R. C. G. B. **Atuação Estatal e a Privatização do Setor Elétrico Brasileiro**. f115. Dissertação (Mestrado em Ciência Política). Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

FIPECAFI. **Manual de Contabilidade Societária**: aplicável a todas as sociedades de acordo com as Normas Internacionais e do CPC. São Paulo: Atlas, 2010. Capítulo 2.

FRANCESCHINI, F. *et al.* **Properties of performance indicators in operations management a reference framework**. **Politecnico di Torino**, Torino, Italy. International Journal of Productivity and Performance Management. 57(2), 137-155. Disponível em: <<http://staff.polito.it/fiorenzo.franceschini/Pubblicazioni/Properties%20of%20Performance%20Indicators%20in%20Operations%20Management%20A%20Reference%20Framework.pdf>>. Acesso em: 14 de outubro de 2015.

FREITAS, D.D. *et al.* **Consequências das Ações Governamentais nas Ações do Setor Elétrico no Brasil**. Relatório de Pesquisa em Engenharia de Produção, Rio de Janeiro, v. 14, p.71-79. Disponível em: <http://www.producao.uff.br/images/rpep/2014/RPEP_-_A7.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2014

FRISCHTAK, R.C.; **O investimento em infraestrutura no Brasil**: histórico recente e perspectivas. Pesquisa e Planejamento Econômico, v. 38, n. 2, p.307-348, 2008

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4ª ed. São Paulo: Atlas. 2002.

GONÇALVES, E. DUTRA, J. Impactos de programas de uso racional de energia: um estudo de caso para o Brasil. **Revista Conjuntura Econômica**, Rio de Janeiro, RJ, p. 58-62, set 2014.

IUDÍCIBUS, S. **Análise de Balanços**. São Paulo, 10ª, ed. Atlas, 2010.

IUDÍCIBUS, S. MARION, J. C. **Curso de Contabilidade para Não Contadores**: Para Áreas de Administração, Economia, Direito, Engenharia. 5ª Ed. São Paulo: Atlas. 2008.

JARDIM, P. N. F. M. **Ganhos e Perdas com a Implementação do Atual Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. f. 117. Dissertação (Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE – COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MATARAZZO, D. C. **Análise Financeira de Balanço**. 7ª Edição. São Paulo: Atlas, 2010.

MARION, J. C.; OSNI, M. B. **Introdução à Contabilidade Gerencial**. São Paulo: Saraiva, 2011.

MARION, J. C. **Análise das Demonstrações Contábeis**: Contabilidade Empresarial. 2ª ed. São Paulo: Atlas, 2002.

MARTINS, E. SANTOS, A. Alguns pontos da Lei 11.638 e a internacionalização da contabilidade brasileira. **IBFE NEWS**, São Paulo, p. 28-30, mar 2008.

MARQUEZAN, L. H. F.; DIEHL, C. A.; ALBERTON, J. R. Indicadores não Financeiros de Avaliação de Desempenho: Análise de Conteúdo em Relatórios Anuais Digitais. **Revista Contabilidade, Gestão e Governança**, v.16, n. 2, p. 46-61, 2013.

NIYAMA, J. K.; SILVA, C. A. T. **Teoria da Contabilidade**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

OGG, R. C.; TAFFAREL, M. **Risco e retorno das empresas do setor elétrico brasileiro: uma análise da Lei 12.783 de 2013**. IV Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção, Ponta Grossa/PR. Disponível em: <aprepro.org.br/conbrepro/2014/down.php?id=669&q=1>. Acesso em: 13 nov. 2014, às 15:23.

PEREIRA, B. L. *et al.* **Tobin pergunta: O que aconteceu com o meu Q?**. São Paulo/SP: XIV Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, 2014.

PEREIRA JR., A. O.; QUEIROZ, R. P. **Como reduzir tarifas sem comprometer a segurança energética?**; In: 4º ELAEE – Encontro Latino-americano de Economia da Energia. Paper ID 264; Uruguai, Montevideu, 2013

MIRANDA, G. J. REIS, E. A. **Indicadores financeiros e não financeiros de longo prazo: um estudo em empresas atacadistas e distribuidoras brasileiras**. IX Congresso Internacional de Custos. Florianópolis/SC. Disponível em: <<http://revistas.face.ufmg.br/index.php/contabilidadevistaerevista/article/view/310/303>>. Acesso em: outubro de 2015.

REZENDE, M. S.; MIRANDA, G. J.; PEREIRA, J. M. **A Regulação Tarifária e o Impacto no Retorno das Ações das Empresas do Setor Elétrico**. XIV Congresso USP de Controladoria e Contabilidade e XI Congresso USP de Iniciação Científica, São Paulo/SP. Disponível em: <<http://www.congressousp.fipecafi.org/web/artigos142014/202.pdf>>. Acessado em: 21 de março de 2015.

RIBEIRO, M. G.C. MACEDO, M. A. S. MARQUES, J. A. V. C. **Análise da Relevância de Indicadores Financeiros e Não Financeiros na Avaliação de Desempenho Organizacional: Um Estudo Exploratório no Setor Brasileiro de Distribuição de Energia Elétrica**. V Congresso da ANPCONT, Vitória/ES. Disponível em: <<http://www.rco.usp.br/index.php/rco/article/view/429>>. Acessado em: 14 de outubro de 2015.

RICHARDSON, R. J. e Colaboradores: PERES, J *et al.* **Métodos quantitativos in Pesquisa social: métodos e técnicas**. 3. Ed. São Paulo: Atlas, 2008.

RIO BRAVO FRONTEIRAS. **Para entender a MP 579: Mudanças regulatórias nas concessões de energia elétrica**. Setembro, 2012.

ROCHA, C. R.. **A Lei 12.793/2013 e o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica No Brasil**. F78. Dissertação (Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN). Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

SANTANA, C.H. V. **Políticas de Infraestrutura Energética e Capacidades Estatais nos BRICS**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, 2015

SILVA, J. P. **Análise financeira das empresas**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

SILVESTRE, A. **Análise de dados e estatística descritiva**. Escolar editora, 2007.

SOUZA, A. A. S.; COUTINHO FILHO, F. F.. **Harmonização Internacional: Um Estudo sobre as Dificuldades de Convergência das Normas Contábeis Brasileiras em Relação**

às Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS). 4º Congresso USP Iniciação Científica em Contabilidade, São Paulo/SP, 2007. Disponível em: <
<http://www.congressosp.fipecafi.org/web/artigos72007/526.pdf>>. Acessado em: 25 de setembro de 2015.

APÊNDICE – RESULTADO DO CÁLCULO DOS INDICADORES

Distribuidora	Giro do Ativo				Retorno Sobre as Vendas - RSV				ROI				ROE			
	2014	2013	2012	2011	2014	2013	2012	2011	2014	2013	2012	2011	2014	2013	2012	2011
AES SUL	0,7920	0,6817	0,8286	0,7966	7,92%	-0,97%	10,90%	12,14%	6,27%	-0,66%	9,03%	9,67%	20,35%	-2,27%	26,33%	30,63%
BANDEIRANTE S.A.	1,2239	1,0726	1,0672	1,0241	7,51%	7,32%	3,17%	8,62%	9,19%	7,85%	3,38%	8,83%	22,48%	17,28%	10,39%	28,17%
CELESC	1,0588	0,8882	0,8391	0,8015	8,21%	4,08%	-5,79%	7,94%	8,70%	3,63%	-4,86%	6,36%	21,89%	9,30%	-14,39%	14,18%
CELPA	0,7584	0,5552	0,5295	0,5687	8,66%	-9,17%	-29,98%	-16,07%	6,57%	-5,09%	-15,87%	-9,14%	47,39%	-58,06%	-674,55%	-78,15%
CEB	0,8252	0,6666	0,7198	0,6451	-4,54%	-4,67%	4,57%	3,32%	-3,74%	-3,11%	3,29%	2,14%	-23,95%	-13,85%	11,35%	6,76%
CEMAR	0,6100	0,5449	0,7142	0,6654	13,47%	9,76%	16,39%	12,94%	8,22%	5,32%	11,71%	8,61%	20,24%	13,92%	31,39%	25,67%
COPEL	0,5713	0,4143	0,4242	0,4257	9,60%	12,00%	8,55%	15,13%	5,48%	4,97%	3,63%	6,44%	9,76%	8,52%	5,88%	9,74%
ELEKTRO	0,9156	0,7750	0,8949	1,0701	9,22%	9,12%	9,46%	13,82%	8,44%	7,07%	8,46%	14,79%	19,77%	15,77%	17,43%	35,98%
ELETRORÁS	0,2136	0,1695	0,1827	0,2182	-9,80%	-25,98%	-24,72%	11,09%	-2,09%	-4,40%	-4,52%	2,42%	-5,21%	-10,06%	-10,17%	4,87%
ENERGISA MT	0,6581	0,6325	0,6467	0,5865	3,97%	-16,55%	-2,26%	7,31%	2,61%	-10,47%	-1,46%	4,29%	7,95%	-46,85%	-4,31%	11,58%
ENERSUL	0,7900	0,7484	0,7750	0,7336	2,01%	-1,44%	-1,08%	11,37%	1,59%	-1,08%	-0,84%	8,34%	4,44%	-3,16%	-2,39%	19,28%
ESCELSA	0,9322	0,8540	0,8451	0,7449	7,48%	6,61%	8,33%	6,41%	6,97%	5,64%	7,04%	4,78%	20,02%	19,50%	25,82%	15,31%
ELETROPAULO	0,9475	0,8194	0,8921	0,9051	-1,25%	2,20%	0,55%	15,98%	-1,18%	1,80%	0,49%	14,47%	-5,13%	7,00%	3,22%	48,92%

Fonte: Dados da Pesquisa, 2015

ANEXO A – LEI 12.783/2013**LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.**

A PRESIDENTA DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DO REGIME DE COTAS

Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo [art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente;

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel;

IV - (VETADO);

V - (VETADO).

§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN.

§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias e permissionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.

§ 4º Os contratos de concessão e de cotas definirão as responsabilidades das partes e a alocação dos riscos decorrentes de sua atividade.

§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

§ 6º Caberá à Aneel disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.

§ 7º O disposto neste artigo aplica-se às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do [art. 19 da Lei no 9.074, de 1995](#), foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.

§ 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.

~~§ 9º Vencido o prazo das concessões de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 1 MW (um megawatt), aplica-se o disposto no [art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995](#).~~

§ 9º Vencido o prazo das concessões ou autorizações de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 3 MW (três megawatts) aplica-se o disposto no [art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#). [\(Redação dada pela Lei nº 13.097, de 2015\)](#)

§ 10. Excepcionalmente, parcela da garantia física vinculada ao atendimento dos contratos de fornecimento alcançados pelo [art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009](#), não será destinada à alocação de cotas de garantia física de energia e de potência de que trata o inciso II do § 1º, visando à equiparação com a redução média de tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.

§ 11. Na equiparação de que trata o § 10, deverá ser considerada a redução de encargos de que tratam os arts. 21, 23 e 24 desta Lei, de pagamento pelo uso do sistema de transmissão, e aquela decorrente da contratação de energia remunerada pela tarifa inicial de geração de que trata o art. 13 desta Lei.

§ 12. Caberá à Aneel a definição do procedimento de que tratam os §§ 10 e 11, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, cuja potência da usina seja igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos.

§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o caput.

§ 2º Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular da concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 3º A receita auferida pela liquidação de que trata o § 2º poderá ser utilizada pelo autoprodutor no fomento a projetos de eficiência energética em suas instalações de consumo, durante todo o período da concessão.

§ 4º O disposto neste artigo também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, independentemente da potência, desde que não interligadas ao SIN.

§ 5º A prorrogação de que trata este artigo será feita a título oneroso, sendo o pagamento pelo uso do bem público revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 3º Caberá à Aneel, conforme regulamento do poder concedente, instituir mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, decorrentes da alocação de cotas a que se refere o inciso II do § 1º do art. 1º.

Parágrafo único. Ocorrendo excedente no montante de energia contratada pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, haverá a cessão compulsória de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, cujo suprimento já se tenha iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida, para a concessionária e permissionária de distribuição que tenha redução no montante de energia contratada.

Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária.

§ 1º A garantia física de energia e potência da ampliação de que trata o caput será distribuída em cotas, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o caput serão considerados nos processos tarifários.

Art. 5º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 20 (vinte) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a segurança do sistema.

§ 1º A prorrogação de que trata o caput deverá ser requerida pela concessionária com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) meses do termo final do respectivo contrato de concessão ou ato de outorga.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até 90 (noventa) dias contado da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º A critério do poder concedente, as concessões de geração prorrogadas nos termos deste artigo poderão ser diretamente contratadas como energia de reserva.

CAPÍTULO II

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

Parágrafo único. A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Art. 7º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. ([Regulamento](#))

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

CAPÍTULO III

DA LICITAÇÃO

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.

§ 1º A licitação de que trata o caput poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

§ 2º O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 3º Aplica-se o disposto nos §§ 1º ao 6º do art. 1º às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o caput, o disposto no parágrafo único do art. 6º, às concessões de transmissão, e o disposto no art. 7º, às concessões de distribuição.

~~§ 4º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem o § 2º. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\)](#)~~

§ 4º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem o § 2º. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

§ 5º (VETADO). [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

§ 6º A licitação de que trata o **caput** poderá utilizar os critérios estabelecidos nos [incisos I e II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995](#), ou a combinação dos dois critérios. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

§ 7º O pagamento pela outorga da concessão, a que se refere o [inciso II do caput art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995](#), será denominado, para fins da licitação de que trata o **caput**, bonificação pela outorga. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

§ 8º A partir de data a ser estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a parcela da garantia física que não for destinada ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR será de livre disposição do vencedor da licitação, não se aplicando a essa parcela o disposto no § 1º ao § 3º do art. 1º. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

§ 9º Exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACR, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

§ 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências, propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos: [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

I - valores de bonificação pela outorga das concessões a serem licitadas; [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

II - prazo e forma de pagamento; e [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

III - nas licitações de geração: [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

a) a parcela da garantia física destinada ao ACR dos empreendimentos de geração licitados nos termos deste artigo, observado o limite mínimo de setenta por cento destinado ao ACR, observado o disposto no § 3º; e [\(Incluída pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

b) a data de que trata o § 8º. [\(Incluída pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

§ 11. Nos casos previstos nos incisos I e II do § 10, será ouvido o Ministério da Fazenda. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Lei.

§ 1º Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Lei, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.

§ 2º Com a finalidade de assegurar a continuidade do serviço, o órgão ou entidade de que trata o § 1º fica autorizado a realizar a contratação temporária de pessoal imprescindível à prestação do serviço público de energia elétrica, até a contratação de novo concessionário.

§ 3º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá receber recursos financeiros para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de energia elétrica.

§ 4º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos definidos pela Aneel.

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 6º O poder concedente poderá definir remuneração adequada ao órgão ou entidade de que trata o § 1º, em razão das atividades exercidas no período da prestação temporária do serviço público de energia elétrica.

Art. 10. O órgão ou entidade responsável pela prestação temporária do serviço público de energia elétrica deverá:

I - manter registros contábeis próprios relativos à prestação do serviço; e

II - prestar contas à Aneel e efetuar acertos de contas com o poder concedente.

CAPÍTULO IV

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário, com antecedência mínima de 60 (sessenta) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º.

§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a 60 (sessenta) meses da publicação da [Medida Provisória nº 579, de 2012](#), o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 30 (trinta) dias da data do início de sua vigência.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até 30 (trinta) dias contados da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º O contrato de concessão ou o termo aditivo conterão cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto nesta Lei.

Art. 12. O poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 (sessenta) meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.

§ 1º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo, que contemplará as condições previstas nesta Lei, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da convocação.

§ 2º O descumprimento do prazo de que trata o § 1º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 3º O concessionário de geração deverá promover redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia existente vigentes, conforme regulamento.

Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento, a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.

§ 1º A Aneel realizará revisão extraordinária das tarifas de uso dos sistemas de transmissão para contemplar a receita a que se refere o caput.

§ 2º A Aneel procederá à revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão, para contemplar as tarifas a que se refere este artigo.

Art. 14. Os prazos das concessões prorrogadas nos termos desta Lei serão contados:

I - a partir do 1º (primeiro) dia subsequente ao termo do prazo de concessão; ou

II - a partir do 1º (primeiro) dia do mês subsequente ao da assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo, no caso de antecipação dos efeitos da prorrogação.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

§ 3º O valor de que trata o § 2º será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária pelo prazo de 30 (trinta) anos, conforme regulamento.

§ 4º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e

manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 6º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Lei, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização.

§ 7º As informações de que trata o § 6º, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas.

§ 8º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os §§ 6º e 7º.

~~§ 9º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem os §§ 1º e 2º. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\)](#)~~

§ 9º Ficam reduzidas a 0 (zero) as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem os §§ 1º e 2º. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

§ 10. A tarifa ou receita de que trata o **caput** deverá considerar, quando couber, a parcela de retorno da bonificação pela outorga de que tratam os § 7º e § 10 do art. 8º, observada, para concessões de geração, a proporcionalidade da garantia física destinada ao ACR. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 688, de 2015\)](#)

Art. 16. O regulamento do poder concedente disporá sobre as garantias exigidas das concessionárias beneficiárias das prorrogações de que trata esta Lei.

CAPÍTULO V

DOS ENCARGOS SETORIAIS

Art. 17. Fica a União autorizada a adquirir créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS detém contra a Itaipu Binacional.

Parágrafo único. Para a cobertura dos créditos de que trata o caput, a União poderá emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da Eletrobras, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda, respeitada a equivalência econômica com o valor dos créditos.

Art. 18. Fica a União autorizada a destinar os créditos objeto do art. 17 e os créditos que possui diretamente na Itaipu Binacional à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Art. 19. Fica a União autorizada a celebrar contratos com a Eletrobras, na qualidade de Agente Comercializador de Energia de Itaipu Binacional, nos termos do [art. 4º da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973](#), com a finalidade de excluir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, preservadas as atuais condições dos fluxos econômicos e financeiros da Eletrobras.

Parágrafo único. Os pagamentos realizados pela Eletrobras correspondentes à aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional não serão alterados em função do disposto no caput, permanecendo integralmente respeitadas as condições previstas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República do Paraguai, promulgado pelo Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

Art. 20. Ficam a Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o [art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971](#), e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata o [art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), autorizadas a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

§ 1º A RGR e a CDE poderão utilizar parte do seu fluxo de recebimento futuro para amortizar a operação de que trata o caput.

§ 2º A Aneel considerará a parcela anual resultante da amortização da operação de que trata o caput, para efeito de cálculo das quotas anuais da CDE.

§ 3º As operações financeiras de que trata o caput poderão ter como garantia o fluxo futuro de recebimento da arrecadação da RGR e da CDE.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei.

Art. 22. Os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

Art. 23. A [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“[Art. 13.](#) Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

a) (revogada);

b) (revogada);

II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

VI - promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

§ 2º O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela Aneel corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de que trata o § 1º.

§ 3º As quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do caput observará o limite de até 100% (cem por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a

operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.

§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobras.

§ 6º Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos incisos III e IV do caput.

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do caput serão custeados pela CDE até 2027.

§ 8º (Revogado).

§ 9º (Revogado).

§ 10. A nenhuma das fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, na Eletrobras, de disponibilidade de recursos.

§ 11. Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.” (NR)

Art. 24. Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o [§ 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#).

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 25. Os consumidores enquadrados nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e aqueles alcançados pelo disposto no [§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), poderão ceder, a preços livremente negociados, montantes de energia elétrica e de potência que sejam objeto de contratos de compra e venda registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme diretrizes e condicionantes do Ministério de Minas e Energia e regulamentação da Aneel.

Parágrafo único. A cessão de que trata o caput deste artigo não alterará os direitos e obrigações estabelecidos entre os vendedores e os compradores nos contratos originais de compra e venda de energia.

Art. 26. Ficam convalidados todos os atos praticados na vigência da [Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#).

~~Art. 26-A. As reduções de que tratam o § 4º do art. 8º e § 9º do art. 15 serão aplicadas às indenizações cujas obrigações de pagamento sejam assumidas pelo poder concedente em até cinco anos após a data de publicação desta Lei, alcançadas, inclusive, as parcelas dessas indenizações pagas depois do prazo. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\)](#) [\(Produção de efeito\)](#)~~

Art. 26-A. As reduções de que tratam o § 4º do art. 8º e § 9º do art. 15 desta Lei, constantes dos [arts. 21 da Medida Provisória nº 612, de 4 de abril de 2013](#), serão aplicadas às indenizações cujas obrigações de pagamento sejam assumidas pelo poder concedente em até 5 (cinco) anos após a data de publicação desta Lei, alcançadas, inclusive, as parcelas dessas indenizações pagas depois do prazo. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#) [\(Produção de efeito\)](#)

Art. 27. A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 3º

.....

[§ 16.](#) A quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da Aneel.” (NR)

Art. 28. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 10.

.....

[§ 3º](#) O disposto neste artigo não se aplica à comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional e pela Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR e à energia produzida pelas concessionárias de geração de energia hidrelétrica prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

Art. 29. A [Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

.....

XXI - definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

“Art. 12.

§ 1º A taxa de fiscalização, equivalente a 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, será determinada pelas seguintes fórmulas:

$$I - TFg = P \times Gu$$

onde:

TFg = taxa de fiscalização da concessão de geração;

P = potência instalada para o serviço de geração;

Gu = 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de geração;

$$II - TFt = P \times Tu$$

onde:

TFt = taxa de fiscalização da concessão de transmissão;

P = potência instalada para o serviço de transmissão;

Tu = 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de transmissão;

$$III - TFd = [Ed / (FC \times 8,76)] \times Du$$

onde:

TFd = taxa de fiscalização da concessão de distribuição;

Ed = energia anual faturada com o serviço concedido de distribuição, em megawatt/hora;

FC = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Du = 0,4% (quatro décimos por cento) do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de distribuição.

.....

§ 4º (VETADO).” (NR)

“Art. 15.

.....

II - no contrato que prorogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na legislação vigente;

.....” (NR)

“Art. 26.

.....

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil kilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil kilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos kilowatts), observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

.....” (NR)

Art. 30. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações, renumerando-se o parágrafo único do art. 18 para § 1º:

“Art. 2º

.....

§ 2º

.....

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo um e no máximo 15 (quinze) anos;

.....

§ 2º-A. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega poder-se-á dar no ano da licitação, para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes.

.....

§ 8º

.....

II -

.....

e) empreendimentos de geração cuja concessão foi prorrogada ou licitada nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

“Art. 18.

.....

III - (VETADO).

§ 1º

§ 2º (VETADO).” (NR)

Art. 31. (VETADO).

Art. 32. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 33. Ficam revogados:

I - o [art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#);

II - os [§§ 8º e 9º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#); e

III - o [art. 13 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#).

Brasília, 11 de janeiro de 2013; 192º da Independência e 125º da República.

DILMA ROUSSEFF
Nelson Henrique Barbosa Filho
Edison Lobão
Luís Inácio Lucena Adams

Este texto não substitui o publicado no DOU de 14.1.2013

*