Universidade de São Paulo
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade
Departamento de Contabilidade e Atuária
Programa de Pós-graduação em Contabilidade e Controladoria

GUSTAVO RALDI TANCINI

**Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária
da energia elétrica no Brasil**

São Paulo
2013

Prof. Dr. João Grandino Rodas
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Reinaldo Guerreiro
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade.

Prof. Dr. Edgard Bruno Cornachione Jr
Chefe do Departamento de Contabilidade e Atuária

Prof^a. Dr. Silvia Pereira de Castro Casa Nova
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis

GUSTAVO RALDI TANCINI

Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil

Dissertação apresentada ao Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Contabilidade para usuários externos.

Orientador: Prof. Dr. Ariovaldo dos Santos.

Versão Corrigida

(versão original disponível na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade)

São Paulo
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção de Processamento Técnico do SBD/FEA/USP

Tancini, Gustavo Raldi

Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil / Gustavo Raldi Tancini. -- São Paulo, 2013.
133 p.

Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, 2013.
Orientador: Ariovaldo dos Santos.

1. Contabilidade internacional 2. Distribuição de energia elétrica – Brasil 3. Tarifas I. Universidade de São Paulo. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. II. Título.

CDD – 657.6

RESUMO

Tancini, G. R. (2013). *Itens regulatórios: um estudo aplicado à regulamentação tarifária da energia elétrica no Brasil*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo.

As empresas com tarifas reguladas, de maneira geral, fornecem bens públicos. Muitas delas atuam em atividades que são prerrogativas, diretas ou indiretas, do estado. A regulamentação tarifária se justifica pelo fato de essas empresas não atuarem em condições de mercado. A tarifa é definida de maneira a fornecer uma remuneração justa, pelo risco assumido pelo investidor e, concomitantemente, um custo razoável para os consumidores. Existem dois modelos extremos de regime tarifário: *cost-plus* (pelo custo) ou *fixed-price* (pelo preço). O primeiro repassa todos os custos incorridos e mais uma margem às tarifas. Por outro lado, os regimes pelo preço fixam a tarifa máxima, que não está necessariamente associada aos custos incorridos. A diferença fundamental entre os dois regimes está no estímulo à eficiência, inexistente nos regimes pelo custo. Na prática, muitos regimes são considerados como híbridos, ou seja, somente alguns custos têm sua recuperação garantida. Nesses regimes, é necessária a existência de algum mecanismo de repasse dos custos recuperáveis. No Brasil, o setor elétrico adotou um modelo no qual a tarifa garante a recuperação dos custos não gerenciáveis (a chamada “parcela A”), e os custos gerenciáveis são fixados com base em níveis considerados como eficientes (a chamada “parcela B”). Por meio da portaria interministerial MF/MME nº 025/2002, o poder concedente cria um mecanismo para garantir a recuperação dos custos não gerenciáveis - a chamada conta de Compensação da Variação dos Custos da Parcela A (CVA). Segundo esse mecanismo, a diferença entre os custos que compõem essa parcela e o efetivamente incorrido é repassada no próximo reajuste tarifário anual. Caso o saldo não seja integralmente recuperado dentro de um ano, o resíduo é contemplado nos próximos reajustes anuais. O saldo da CVA é atualizado pela SELIC, da data de sua ocorrência até a data de sua liquidação. Com a adoção das normas internacionais de contabilidade, os itens regulatórios foram eliminados das demonstrações contábeis societárias. Devido às suas funções regulatórias, a agência nacional de energia elétrica (ANEEL) decidiu criar a contabilidade regulatória, na qual, entre outras exigências, o reconhecimento da CVA é obrigatório. O presente estudo analisa se a regulamentação tarifária fornece suporte para o reconhecimento contábil dos itens regulatórios, bem como, especificamente o da CVA. O estudo se suporta pela teoria da regulação e pela teoria contábil, com ênfase na estrutura conceitual para elaboração e divulgação de relatório contábil-financeiro (IFRS FOUNDATION, 2010). A pesquisa pode ser rotulada como qualitativa. Conclui-se que os itens regulatórios somente podem ser reconhecidos quando existe um recurso econômico ou uma obrigação econômica presente. Por consequência, apenas devem ser contabilizados os itens regulatórios cuja recuperação ou devolução for garantida. Especificamente para a CVA, não existem evidências objetivas de que seu saldo possa ser recuperado de outra maneira que não seja pela tarifa de fornecimento de energia, não devendo, portanto, ser reconhecido nas demonstrações contábeis societárias.

Palavras-chave: **IFRS. Contabilidade regulatória. Itens regulatórios. Regulamentação tarifária. CVA.**

ABSTRACT

Tancini, G. T. (2013). *Regulatory items: a study applied to the Brazilian electricity tariff regulation*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Rate-regulated companies generally provide public goods. Many of them carry out activities that are prerogative, direct or indirect, of the State. Rate regulations are justified by the fact that these companies do not operate under free market conditions. Rates are set in order to provide a fair return to the risk taken by the investor and concomitantly a reasonable cost to consumers. There are two broad regulatory regimes: cost-plus and fixed-prices. Regimes based on cost allow the recovery of all incurred costs, plus a margin. On the other hand, regimes based on price set a maximum rate, which is not necessarily associated with the incurred costs. The key difference between the regimes is the efficiency stimulus, not present in cost regimes. In practice, many regimes are considered hybrid, in other words, just some costs have their recovery guaranteed. Under these regimes, it is necessary a pass-through mechanism for the recoverable costs. In Brazil, the energy sector adopted a model in which the rate allows the recovery of non-manageable cost (called “Parcel A”), while manageable costs are recovered based on efficiency levels (called “Parcel B”). Through the *Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2005*, the grantor creates a mechanism that allows the recovery of non-manageable costs, the so-called “*Conta de Compensação de Variação dos Custos da Parcela A (CVA)*”. By this mechanism, the difference between the costs that are included in “Parcel A” and those actually incurred is considered in the next annual rate reset. In the case that it is not wholly recovered within one year, the remainder will be contemplating in the next annual rate resets. The CVA balance is indexed by the SELIC from the date of its occurrence to its settlement. With the International Accounting Standards adoption, the regulatory items are derecognized from the corporate financial statements. Due to its regulatory duties, ANEEL decided to create the Regulatory Accounting, in which amongst other requirements, the recognition of the regulatory items is mandatory. The present study analyses if the rate regulation provides support for the recognition of regulatory items, more specifically, the CVA. The study is based on the Regulation Theory and Accounting Theory with emphasis in the Conceptual Framework for Financial Reporting (IFRS FOUNDATION, 2010). The research can be labelled as qualitative. It was concluded that regulatory items shall only be recognized when there are a present economic resource or a present economic obligation. Consequently, only the regulatory items which the recovery or the devolution is guaranteed can be booked. Specifically for CVA, there are no objective evidences that its balance can be recovery by other mean different than energy supply rate. Therefore, it shall not be recognized in the corporate financial statements.

Key-words: IFRS. Regulatory accountancy. Regulatory Items. Rate Regulation. CVA.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ABRASCA: Associação Brasileira das Empresas Abertas
AICPA - American Institute of Certified Public Accountants
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
APIMEC NACIONAL: Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais
BID: Banco Interamericano de Desenvolvimento
BM&FBOVESPA S.A.: Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRL: Base de Remuneração Líquida
CAPM: *Capital Asset Pricing Model*
CCC: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CFC: Conselho Federal de Contabilidade
CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGE: Câmara de Gestão da Crise de Energia
CNAEE: Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CRC: Conta de Resultado a Compensar
CVA: Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DCR: Contábeis Regulatórias
DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DFC: Demonstração dos Fluxos de Caixa
DNAE: Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE: Departamento de Águas e Energia Elétrica
DOAR: Demonstração de Origens e Aplicação de Recursos
DVA: Demonstração do Valor Adicionado
ED: *Exposure Draft*
ER: Empresa de Referência
ESS: Encargos de Serviços do Sistema
FASB: *Financial Accounting Standards Board*
FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FGV: Fundação Getúlio Vargas
FIPECAFI: Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeira
IASB: *International Accounting Standards Board*
IASC: *International Accounting Standard Committee*
IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
IFRS: Normas Internacionais de Contabilidade

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
INCC: Índice Nacional do Custo da Construção
IOSCO: *International Organization of Securities Commission*
IPA: Índice de Preços por Atacado
IPC: Índice de Preços ao Consumidor
IRT: Índice de Reajuste Tarifário
JOA: Juros sobre obras em Andamento
LBO: *Leverage Buyouts*
MAE: Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCPS: Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica
MME: Ministério das Minas e Energia
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIB: Produto Interno Bruto
RAP: Receita Anual Permitida
RGR: Reserva Global de Reversão
ROA: Retorno Sobre o Ativo
ROE: Retorno Sobre o Patrimônio
RTE: Recomposição Tarifária Extraordinária
SIN: Sistema Interligado Nacional
TEJ: Taxa Efetiva de Juros
TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR: Taxa Interna de Retorno
TUSD: Tarifa pelo Uso da Rede de Distribuição
TUST: Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão
VNR: Valor Novo de Reposição
WACC: Médio Ponderado de Capital

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo dos elementos essenciais das definições de ativo	37
Quadro 2 - Composição da tarifa.....	50
Quadro 3 -Indicadores de qualidade média das distribuidoras de energia	52
Quadro 4 - Composição da tarifa.....	53
Quadro 5- Principais encargos setoriais	54
Quadro 6 - Composição do WACC regulatório nos ciclos de revisão tarifária	58
Quadro7 - Modelos da ICPC 01 aplicáveis às atividades do setor elétrico.....	85
Quadro 8 - Informações a respeito da contabilização de um ativo regulatório	97
Quadro 9 – Empresas distribuidoras de energia	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Receita Bruta (DRC x DCS).....	70
Tabela 2 - EBITDA (DRC x DCS).....	70
Tabela 3 - Lucro líquido (DCR x DCS)	71
Tabela 4 - DCR x DCS	72
Tabela 5 - Modelos de contabilização do ativo regulatório.....	98
Tabela 6 - Resumo das demonstrações societárias de 2008	111
Tabela 7 - Resumo das demonstrações societárias de 2009	113
Tabela 8 - Resumo das demonstrações societárias de 2010	115
Tabela 9 - Resumo das demonstrações societárias de 2011	117
Tabela 10 - Resumo das demonstrações regulatórias de 2011	119
Tabela 11 – Efeitos dos itens regulatórios no lucro.....	120
Tabela 12 - Proporção de itens regulatórios	120
Tabela 13 - Ativos regulatórios anuais da amostra.....	121
Tabela 14 - Itens regulatórios líquidos anuais da amostra.....	122
Tabela 15 - Variação média nos indicadores econômico-financeiros	123
Tabela 16 - Teste de normalidade.....	124
Tabela 17 - Teste de média.....	124

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização	15
1.2	Problema de pesquisa	21
1.3	Justificativa e Importância.....	24
1.4	Organização do estudo	26
2	PLATAFORMA TEÓRICA	27
2.1	Teoria da Regulação	19
2.1.1	Introdução.....	27
2.1.2	Regime pelo custo	29
2.1.3	Regime de preço.....	30
2.2	Teoria Contábil.....	33
2.2.1	Objetivo e características qualitativas	33
2.2.2	Elementos contábeis.....	35
3	SETOR ELÈTRICO NO BRASIL	Erro! Indicador não definido.
3.1	Regulamentação no Setor Elétrico	44
3.1.1	Contextualização	44
3.1.2	Regulamentação tarifária das distribuidoras de energia	50
3.1.3	Itens regulatórios	59
3.2	Contabilidade das distribuidoras de energia.....	66
3.2.1	Balanço regulatório	66
3.2.2	Adoção das Normas Internacionais de Contabilidade	72
4	ANÁLISE DO PROBLEMA.....	90
4.1	Regulamentação Tarifária.....	90
4.2	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA)....	92
4.3	Impacto nos Indicadores Econômico-Financeiros.....	100
4.3.1	Contextualização	100
4.3.2	Coleta e tratamento dos dados	107
4.3.3	Resultados.....	110
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	125
6	REFERÊNCIAS.....	129

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

As atividades reguladas, como a maioria das concessões, possuem características peculiares. De maneira geral, fornecem um bem público, ou seja, um produto que todos têm direito, independente de sua classe social ou localização. Esses serviços são prerrogativas, diretas ou indiretas, do Estado. São exemplos de bens públicos a segurança, energia elétrica, saneamento básico, entre outros.

O setor elétrico no Brasil evoluiu muito nos últimos anos, principalmente, depois da aprovação da Lei das Concessões e da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL teve como desafio regularizar e regulamentar as concessionárias do setor. Antes dessa lei, a maioria das concessões operava sem contratos formalizados. As concessionárias de energia elétrica, sejam geradoras, transmissoras ou distribuidoras, passaram a atuar em um mercado extremamente regulado. Desde a sua criação até os dias de hoje, muitas das concessões foram privatizadas.

O setor elétrico não funciona em condições de mercado. Existem monopólios na transmissão e na distribuição de energia elétrica. A competição se concentra na disputa pela concessão. Apenas existe competição na geração. No caso específico da distribuição, a concessionária detém, praticamente, um monopólio dentro da sua concessão. Os consumidores individualmente não têm poder de barganha, necessitam de energia e não existem fornecedores alternativos. Devido a essas peculiaridades, a interferência do Estado se faz necessária. Nesse caso, a ANEEL serve como ligação entre os consumidores e as concessionárias. Os consumidores não conseguem ter poder de barganha juntos às distribuidoras.

Um dos mecanismos de controle é a fixação tarifária. As tarifas devem ser apuradas de acordo com uma metodologia pré-definida, que, além de garantir o equilíbrio econômico-

financeiro das concessões, fixa um preço justo aos consumidores. Sempre existe conflito entre as concessionárias, que buscam tarifas mais altas, e os consumidores, mais baixas. Quando as tarifas são muito baixas, estimulam a redução nos investimentos (falta de atratividade para os investidores), o que também causa deterioração nos serviços prestados. Tarifas excessivamente altas são injustas para com os consumidores e reduzem outros investimentos na região, como a instalação de indústrias.

Basicamente, existem dois tipos de regulamentação: *cost-plus* (pelo custo) e *fixed-price* (preço fixo). No regime do *cost-plus*, a tarifa visa cobrir os custos (*cost*) e propiciar uma margem (*plus*). Por outro lado, o regime de *fixed-price* determina uma tarifa máxima, sem levar necessariamente em conta os custos efetivos. A diferença essencial entre ambos os regimes está no estímulo à eficiência. Quando uma concessionária tem sua tarifa baseada exclusivamente na recuperação integral de todos seus custos mais uma margem de lucro, não existe estímulo à eficiência, pois toda ineficiência é repassada na tarifa; em outras palavras, a margem da concessionária é fixa.

No Brasil, o regime tarifário da energia elétrica era exclusivamente *cost-plus* até 1993. Durante a vigência desse regime, a receita resultava em uma taxa de retorno para a distribuidora de energia de 10% a 12% do investimento. Para ser possível o controle dos excessos e insuficiências, era empregada a “Conta de Resultado a Compensar (CRC)”. Nesse período, as concessionárias eram, em sua maioria, públicas, e a fixação tarifária foi utilizada como instrumento de controle inflacionário (Ganin, 2008). A partir de 1993, foram introduzidas políticas tarifárias que estimulassem a eficiência. O regime de remuneração garantida foi extinto.

O regime do *fixed-price* determina uma tarifa fixa. A tarifa deve cobrir os custos fixos, despesas variáveis e uma margem de lucro. Para aumentar a margem, é necessário reduzir despesas. Uma das maneiras de reduzir a despesa é a eficiência. Por isso, o regime de *fixed-price* pode ser considerado como indutor de eficiência.

Para um modelo de *fixed-price* funcionar, deve existir uma boa regulamentação, pois a busca pela lucratividade pode vir com a redução de despesas que resultam em uma deterioração do serviço, como, por exemplo, redução de gastos com manutenção e excesso de terceirização.

Na prática, não é comum encontrar regimes exclusivamente *cost-plus* ou *fixed-price*, e sim modelos considerados híbridos. Nesses regimes, parte da tarifa é determinada com base no *cost-plus*, e outra parte, no *fixed-price*. Ou seja, uma parcela dos gastos que a empresa incorrerá será recuperada integralmente, enquanto outra terá um montante fixo a ser recuperado por meio da tarifa.

No Brasil, a tarifa da energia elétrica é composta por duas parcelas:

- (i) Parcela A: representa os custos “não gerenciáveis”, ou seja, aqueles fora do controle da distribuidora. São exemplos: compra de energia, encargos da transmissão, encargos setoriais e tributos.
- (ii) Parcela B: representa os custos “gerenciáveis”, como mão de obra, despesas administrativas e de manutenção. Também compõem essa parcela a cota de depreciação e a remuneração do capital investido.

A “Parcela A” é recuperada integralmente, ou seja, apresenta influência do *cost-plus*.

A “Parcela B” é incorporada à tarifa por um valor fixo, determinado com base em despesas (operação e manutenção) estimadas em uma “empresa de referência”, acrescida da “depreciação regulatória” e de um retorno fixo sobre os “investimentos elétricos”. Dessa maneira, nota-se que parte da lucratividade está no gerenciamento eficiente das despesas que compõem a “Parcela B”. Essa metodologia de determinação tarifária é baseada em incentivos (Parcela B).

No que se refere à “Parcela A”, os custos a serem incluídos na tarifa são determinados com base em estimativas de consumo de energia elétrica. Por sua vez, os itens regulatórios são consequência direta dessa parte do modelo tarifário. Os ativos e passivos regulatórios, denominados itens regulatórios, representam um direito de recuperar custos incorridos (ativos) ou uma obrigação de devolver a tarifa faturada por um valor superior ao devido (passivos) por meio de reajustes tarifários. Esse valor é a diferença dos custos estimados na apuração da tarifa e aquele efetivamente incorrido pela distribuidora.

O item regulatório mais comum é aquele que tem como objetivo controlar as variações entre a “Parcela A” estimada e os custos reais, a denominada Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Existem outros itens regulatórios, mas não são consequências diretas da regulação tarifária. O saldo da CVA é atualizado pela SELIC e resulta em aumento ou redução na tarifa do próximo exercício.

Em tempos de estresse, como no apagão elétrico de 2001/2002, os itens regulatórios representam uma ferramenta essencial na manutenção do equilíbrio econômico das concessões, equilíbrio que é garantido por lei.

Os itens regulatórios representam grande desafio em termos contábeis. Encontram-se diversos procedimentos de contabilização pelo mundo. Em países como os Estados Unidos e Canadá, que não são adotantes das Normas Internacionais de Contabilidade, os itens regulatórios são reconhecidos, e seu montante é elevado.

No caso das distribuidoras de energia brasileira, o principal obstáculo advém do fato de sua recuperação estar fora do controle da distribuidora, a ANEEL apenas tem controle sobre a tarifa, mas não do efetivo consumo futuro de energia.

Lourdes, Khurana e Boatsman (1996) estudaram a relevância dos ativos regulatórios em atividades reguladas norte-americanas. Os autores concluíram que os ativos regulatórios são relevantes na visão dos investidores; todavia, a relevância se altera conforme a credibilidade do poder concedente.

Desprezar esses valores contabilmente pode deformar a posição financeira e o desempenho de uma distribuidora de energia, e, até mesmo, o próprio regime de competência. No entanto, seu reconhecimento tende a “suavizar” os resultados e, possivelmente, reconhecer ativos e passivos fora do controle da distribuidora. Em outras palavras, altera o patrimônio por consequência de recurso ou obrigação econômica ainda inexistente.

Os itens regulatórios foram formalmente introduzidos nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia durante a crise energética de 2001/2002, que resultou no Acordo Geral do Setor, concedendo às distribuidoras, entre outras disposições, o direito de recuperar determinadas perdas por meio de aumento tarifário. O objetivo foi restabelecer o equilíbrio

econômico-financeiro das distribuidoras e geradoras, reduzindo as chances, eminentes, até então, de um problema de insolvência generalizado no setor. Esse item regulatório, diferentemente da CVA, não tem origem na regulação tarifária, e sim em lei.

Até 2009, a contabilização dos itens regulatórios era obrigatória nas demonstrações societárias e, fiscalmente, eram considerados como diferenças temporárias. Com o processo de convergência às Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) foi definido que os itens regulatórios não atendiam a definição dos elementos “ativo” e “passivo”, devido à ausência de controle. Logo, foram baixados das demonstrações financeiras societárias das distribuidoras de energia.

As IFRS não tratam especificamente desses itens. Segundo elas, um ativo é definido como sendo: “um *recurso controlado* [itálicos nossos] pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que fluam futuros benefícios econômicos para a entidade”. (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, PCB, item 4.4, 2011)

Por sua vez, passivos são definidos como: “uma *obrigação presente* [itálicos nossos] da entidade, derivada de eventos passados, cuja liquidação se espera que resulte na saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos”. (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, PCB, item 4.4, 2011)

Nota-se que a característica essencial de um ativo é ser um “recurso controlado”, e de um passivo, uma “obrigação presente”. Um direito ou obrigação de aumentar ou de reduzir a tarifa não resulta por si só num “recurso controlado” ou em uma “obrigação presente”. O que pode representar essas características seria um direito de recuperar determinado montante por meio de alterações na tarifa. Não obstante, existe outro problema: as concessionárias têm a vida limitada pelo prazo da concessão; assim, somente a alteração na tarifa pode não resultar no controle ou na obrigação presente, em termos econômicos.

Outro grande impacto da adoção das Normas Internacionais de Contabilidade nas distribuidoras, bem como nas transmissoras e em algumas poucas geradoras, foi a contabilização dos “antigos” ativos imobilizados vinculados à outorga como ativo intangível (direito de cobrar os usuários) e/ou ativo financeiro (direito de indenização ao final do prazo da concessão). Entende-se que essas concessionárias apenas possuem acesso aos ativos de

propriedade do Estado, não exercendo o controle sobre eles. Assim sendo, não podem ser considerados como ativos imobilizados, também não é caracterizado como um direito de uso (ie. uma operação de arrendamento mercantil). As concessionárias possuem apenas a gestão dos ativos a ela concedida.

Em face das alterações oriundas da Lei 11.638/07, a ANEEL julgou necessário utilizar-se da prerrogativa do § 2º do art. 177 da Lei das Sociedades Anônimas (Lei 6.404/1976)¹ e instituir as demonstrações contábeis regulatórias. Ela aceita a maioria das novas práticas contábeis, exceto, basicamente, a contabilização da infraestrutura e dos itens regulatórios.

A ANEEL justifica a criação do chamado “Balanço Regulatório” para suprir suas necessidades quanto a: (i) representação adequada da composição tarifária e efetiva remuneração; e (ii) controle dos ativos vinculados à concessão, sujeitos à reversão ao final do contrato de concessão.

Pode-se entender que a necessidade do Balanço Regulatório é aceitável, pois a ANEEL, como órgão regulador, não precisa, necessariamente, das mesmas informações que outros usuários. Ou seja, o foco e as necessidades são diferentes.

Em julho de 2009, o *International Accounting Standards Board* (IASB), órgão emissor das IFRS, emitiu um *Exposure Draft* (ED) sobre itens regulatórios. No ED, é defendido o reconhecimento dos itens regulatórios em determinadas situações². Existem argumentos contra e a favor do reconhecimento dos itens regulatórios, destacando-se a suavização dos resultados e o regime de competência, respectivamente. Segundo o ED, está havendo uma confusão entre reconhecimento e mensuração de itens regulatórios. Carece-se de estudos mais aprofundados a respeito dos efeitos de regulamentação tarifária na contabilidade.

¹ A companhia observará *exclusivamente em livros ou registros auxiliares*, sem qualquer modificação da escrituração mercantil e das demonstrações reguladas nesta Lei, as disposições da lei tributária, ou de *legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto*, que *prescrevam, conduzam ou incentivem* a utilização de métodos ou critérios contábeis diferentes ou determinem registros, lançamentos ou ajustes ou a elaboração de outras demonstrações financeiras. [itálicos nossos].

² O reconhecimento seria obrigatório quando da existência de regimes tarifários *cost-plus*.

1.2 Problema de Pesquisa

Segundo Kerling (1980), um problema reflete uma situação carente de discussão e investigação. No caso do presente estudo, a relação entre regulação tarifária e a contabilidade. Existe no Brasil uma carência de estudos sobre essa relação, podendo-se até mesmo afirmar que é um assunto inexistente dentro da pesquisa contábil.

Para Castro (1977), alguns critérios devem orientar a escolha de um problema de pesquisa: importância, originalidade e viabilidade. A importância está relacionada ao fato de o problema afetar um segmento substancial da sociedade ou estar ligado a uma questão teórica que mereça atenção. Um problema de pesquisa é original quando seus resultados surpreenderem, inovarem ou mesmo possibilitarem um novo entendimento para o fenômeno investigado. Por fim, a viabilidade seria a existência de evidências suficientes para inferir achados, prazo do estudo, seu custo e a potencialidade do pesquisador.

O problema de pesquisa do presente estudo é: **regulamentação tarifária pode resultar no reconhecimento contábil de um item regulatório? No caso da energia elétrica no Brasil, como entender a “Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A”?**

O estudo busca entender como a regulamentação tarifária pode afetar a contabilidade de uma empresa que opere nessas condições, bem como, especificamente, o impacto da regulamentação nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. No caso desse segmento, o efeito direto da regulamentação na contabilidade é a “Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A”.

Foi preciso definir uma regulação específica para ser aprofundada, pois não é possível extrair generalizações sobre o efeito da regulamentação sem individualizá-la. Cada segmento com tarifa regulada possui suas próprias peculiaridades. Pode-se, sim, apontar os fatores-chave que devem ser analisados nas mais diversas situações. Em outras palavras, que fatores podem vir a afetar a contabilização do efeito da regulamentação tarifária?

Empregou-se a pesquisa bibliográfica e documental, baseada em trabalhos acadêmicos, normatizações contábeis e regulatórias e leis. Segundo Marconi e Lakatos (2003), as pesquisas bibliográficas não se resumem a um levantamento de informações, e sim ao estudo de um problema por um novo prisma. Além da bibliográfica, a pesquisa é documental, pois se utiliza de fontes primárias de informação, como normas e leis.

Vale salientar que o trabalho tem forte ênfase teórica e não almeja apresentar verdades absolutas, mas sim argumentos enriquecedores na elucidação dessa problemática contábil. O estudo tem como plataforma teórica a Teoria da Regulação e a Teoria da Contabilidade.

Ao analisar a CVA, buscou-se identificar se o mecanismo e a regulamentação tarifária suportam a existência de um “recurso econômico” ou de uma “obrigação econômica”, mesmo sem sua realização financeira. Ou seja, a simples comercialização da energia por uma tarifa cuja “Parcela A” seja diferente daquela a que a distribuidora tem direito resulta no “recurso econômico”, ou na “obrigação econômica”, ou, tão somente, em uma alteração de tarifa futura.

Pesquisas qualitativas ou teóricas são consideradas sem valor científico para alguns. Isso porque, para uma pesquisa ser considerada científica, ela precisa apresentar alto nível de confiabilidade e validade. Segundo Martins e Theóphilo (2009), a confiabilidade é a capacidade de a pesquisa ser replicável. Já, a validade é a capacidade de representar adequadamente aquilo que se propõe a avaliar.

O problema não está na validade, pois as pesquisas qualitativas, se bem realizadas, representam adequadamente o fenômeno em questão. Todavia, não são replicáveis, uma vez que não são empregados testes estatísticos, modelos matemáticos e experimentos, e sim organização de ideias e concatenações suportadas por uma plataforma teórica. Para Carvalho (2010), estudos teóricos expressam o conhecimento do homem, identificando-se como conhecimento científico à medida que o conhecimento é sistematizado, organizado e metódico.

Para realização de um teste empírico de qualidade, é necessário o entendimento entre as variáveis no nível do plano teórico. Assim, conforme corrobora Sartorelli (2010), o valor da empiria e o da teoria coexistem dentro da pesquisa acadêmica.

O presente estudo pode ser considerado como exploratório. Segundo Gil (2010) “pesquisas exploratórias têm como objetivo a familiarização com o problema, aprimorar ideias e dar uma visão preliminar do problema” (p. 130).

Por fim, é apresentado o efeito da contabilização dos itens regulatórios em três indicadores econômico-financeiros nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Os indicadores selecionados foram: Lucro Líquido, Liquidez Corrente e Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE).

Foi utilizado um período de quatro anos (2008 - 2011). Nos primeiros dois anos (2008 e 2009), a contabilização dos itens regulatórios era obrigatória. Em 2010, seu reconhecimento foi proibido, e os valores, estornados. Já, em 2011, criou-se a contabilidade regulatória, na qual a contabilização dos itens regulatórios é mandatória. Assim, em 2011, têm-se duas bases de contabilização: societária e regulatória³.

O número de distribuidoras utilizadas na amostra é de trinta e três, das sessenta e três existentes no Brasil. A escolha foi feita com base naquelas consideradas pela ANEEL como de grande porte. A apresentação teve essa limitação devido à impossibilidade de obtenção das demonstrações financeiras de algumas distribuidoras de pequeno porte.

³Os itens regulatórios não representam a única divergência entre as práticas contábeis societárias e regulatórias. Ver mais detalhes na seção 3.2.1.

1.3 Justificativa e Importância

As atividades reguladas representam um setor econômico significativo e de extrema importância. As distribuidoras de energia elétrica se utilizam de uma infraestrutura de propriedade e controle do Estado, para fornecer um bem de sua prerrogativa. Assim, é necessário que as demonstrações financeiras reflitam a verdadeira e justa posição financeira, bem como, o correto desempenho econômico.

As demonstrações financeiras dessas empresas fornecem diversas informações, como sua saúde financeira, lucro, investimentos na região, melhorias na infraestrutura, de propriedade do governo, quadro de funcionários, demonstração do valor adicionado, entre outras.

Saravanamuthu (2004) defende que as demonstrações financeiras são uma das maneiras das empresas prestarem contas à sociedade. Diferente de outros setores econômicos, uma deterioração nas condições econômicas ou mesmo, a falência de uma distribuidora tem consequências diretas na população de uma região: a piora no serviço prestado e, em uma situação mais extrema, a interrupção no fornecimento de energia elétrica. E, ainda, a maioria dos consumidores não tem como escolher um fornecedor alternativo ou mesmo não necessitar da energia elétrica.

Os estudos a respeito do impacto de atividades reguladas na contabilidade são insipientes. O reflexo do mecanismo tarifário nas demonstrações financeiras das distribuidoras se faz por meio da contabilização dos itens regulatórios. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE, 2009), esse é um tema sensível no mercado nacional. Com a introdução das IFRS, esses itens foram eliminados das demonstrações financeiras das distribuidoras, resultando na baixa de US\$ 2,4 bilhões e US\$ 1 bilhão em ativos e passivos regulatórios, respectivamente. No ano de 2009, o saldo líquido dos itens regulatórios chegou a 14,01% do patrimônio líquido das empresas componentes da amostra do presente estudo.

Os itens regulatórios continuam sendo reconhecidos nos “balanços regulatórios”. Isso faz com que o resultado regulatório difira de maneira significativa do resultado societário. O lucro líquido após tributos das distribuidoras de energia, que disponibilizaram demonstrações contábeis regulatórias, foram inferiores em 22,20% em 2011, frente a uma redução de 5,07% em 2010.

As divergências entre as demonstrações societárias e as regulatórias, não se limitam aos itens regulatórios. As distribuidoras acabam apresentando aos usuários dois resultados e patrimônios. E a própria infraestrutura apresenta valores e classificações diferentes. A existência de duas demonstrações financeiras pode levar a uma desconfiança por parte dos usuários, caso essas não sejam bem justificadas e conciliadas.

O assunto não é tratado especificamente em nenhum pronunciamento ou interpretação das IFRS. Com o processo de convergência das normas norte-americanas e canadenses, o assunto ganha importância. A contabilização dos itens regulatórios é normatizada nesses países, sendo seus valores expressivos. Dessa maneira, tratar o assunto é extremamente relevante frente ao processo de convergência mundial das IFRS. O próprio Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) destacou o assunto em sua *Comment Letter* (2012) a respeito da agenda do IASB. O CPC classifica um projeto a respeito de atividades com tarifas reguladas como urgente, complexo e ainda destaca a falta de orientação a respeito do assunto (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, 2009).

Em setembro de 2012, o IASB decidiu reiniciar seu projeto a respeito de atividades reguladas, dando-lhe grande prioridade⁴. O IASB ainda entende que o projeto deve resultar em um *standard* (uma norma), e não em uma interpretação.

⁴<http://media.ifrs.org/IASBSep2012.html#Rate-regulated-Activities>

1.4 Organização do Estudo

O trabalho se organiza da seguinte maneira: o capítulo 2 apresenta as plataformas teóricas do estudo: teoria da regulação, com foco em regulamentação tarifária, e a teoria da contabilidade. O capítulo 3 se divide em duas partes: contabilidade regulatória e adoção das Normas Internacionais de Contabilidade. O capítulo 4 apresenta a análise do problema. E, finalmente, o capítulo 5 expõe as considerações finais a respeito dos resultados.

2 PLATAFORMA TEÓRICA

2.1 Teoria da Regulação

2.1.1 Introdução

Dentro do atual contexto, o Estado interfere na economia, objetivando corrigir “falhas do mercado”. No Brasil, por muito tempo, devido às características econômicas, como a inflação alta, o Estado acabava por ser um “empresário”, atuando por meio das estatais em diversos setores.

Com o passar do tempo, o ambiente econômico brasileiro se modifica. Chega-se à estabilidade macroeconômica, com inflação controlada e, conseqüentemente, um nível de incerteza menor. Dessa maneira, alguns setores, historicamente na mão do Estado, começam a tornar-se atraentes para a iniciativa privada (energia elétrica, rodovias, saneamento básico, portos, aeroportos, ferrovias etc.).

Dentro desse contexto, o Estado encontra condições propícias para começar um processo de privatizações, aumentando o investimento privado. Não obstante, continua a ter grande participação no mercado, seja diretamente (Petrobrás, Eletrobrás) ou por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), planos de pensão, entre outros canais.

O Estado passa a ter a função principal de “regulador”, e não mais de participante do mercado. Segundo Fiani (1998), regulação é “a ação do Estado que tem por finalidade a limitação dos graus de liberdade que os agentes econômicos possuem no processo de tomada de decisões” (p. 1). O mesmo autor afirma que a regulação está pautada na premissa de que, para determinados mercados, não existe, naturalmente, uma alocação de recursos equilibrada, devido à insuficiência de mercado, sejam fornecedores ou clientes.

Para Saintive e Chacur (2006), a regulamentação econômica possui quatro dimensões:

- (i) Preços.
- (ii) Quantidade.
- (iii) Qualidade.
- (iv) Segurança.

No presente estudo, a dimensão de interesse é o preço, que se concretiza por meio da regulamentação tarifária. O processo envolve a definição do critério tarifário e mecanismos adicionais que estimulem a eficiência, consequentemente, o bem estar dos consumidores. Nesse sentido, segundo Saintive e Chacur, (2006) “a regulação tarifária almeja mitigar a tensão entre eficiências alocativas, distributivas e produtivas” (p. 7). Pires e Piccinin (1999) adicionam que “se deve buscar garantir simultaneamente preços baixos, níveis de produção e mecanismos de indução à eficiência” (p. 227).

O regulador, em geral, não consegue implementar uma política regulatória que possa ser considerada ótima, isso porque existem restrições intrínsecas ao processo de regulação. Laffont e Tirole (citado por Resende, 1997) elencam três tipos de restrições: informacionais, transacionais e administrativas/políticas.

O *mainstream* (a corrente principal) dentro da Teoria da Regulação enfatiza a restrição informacional. As restrições informacionais são aquelas em que o órgão regulador tem um nível informacional menor que as empresas (Resende, 2007). Ainda de acordo com o mesmo autor, a consideração da existência de informação assimétrica é crucial para qualquer relação regulatória. Stiglitz e Walsh (2003) afirmam que muitos dos arranjos institucionais são justificados pela existência de informações assimétricas.

Segundo Resende (2007), em um cenário de assimetria informacional, o órgão regulador tem que implementar políticas regulatórias por meio de mecanismos indiretos de incentivos, e não diretamente.

A assimetria informacional pode ser vista sob duas perspectivas: seleção adversa e perigo moral (*moral hazard*). A seleção adversa se faz presente uma vez que os regulados possuem um nível informacional superior ao regulador, como, parâmetros de eficiência. O

perigo moral é a possibilidade de que o comportamento dos regulados se altere após o momento inicial. Em atividades reguladas, o efeito moral pode induzir a realização de investimentos excessivos e superfaturados, terceirização demasiada, redução de atividades de manutenção, entre outros problemas. Ou seja, o regulado pode atuar na contramão dos interesses do regulador.

A regulamentação tarifária pode seguir dois regimes extremos: custo ou preço. Na prática, muitos regimes são considerados híbridos; não, exclusivamente, pelo custo ou preço, e sim possuem características de ambos. Nestes regimes existe um compartilhamento de riscos e incentivos.

2.1.2 Regime pelo Custo

O regime pelo custo⁵ surgiu da experiência norte-americana no final do século XIX. Em outros países, não representava uma prática usual, pois as operadoras de monopólios eram de propriedade do Estado, e qualquer lucro seria apropriado por ele (Viscusi, Vernon & Harrington, citado por Pires & Piccinini, 1999). Por esse regime, a remuneração é obtida pelo somatório dos custos mais uma margem de lucro. A margem de lucro, em geral, é baseada no capital investido por uma taxa de retorno adequada ao risco do empreendimento.

Saintive e Chacur (2006) listam cinco problemas relacionados aos regimes pelo custo:

- (i) Dimensionamento da base de remuneração (capital investido): seleção dos ativos aceitos, base de mensuração e vida útil;
- (ii) Determinação da taxa de retorno: como determinar os riscos embutidos na taxa, inclusive o risco regulatório. A taxa deve ser função do custo de oportunidade;
- (iii) Assimetria de informação: nível técnico para determinação de todas as despesas;
- (iv) Demanda: previsão da demanda dos bens e serviços; e,
- (v) Eficiência: não existe estímulo à eficiência, uma vez que todas as despesas são recuperadas.

⁵Também chamado de custo do serviço, regulação da taxa interna de retorno ou mesmo *cost-plus*

Resende (1997) afirma que o contexto dinâmico pode mitigar parcialmente alguns efeitos do regime de custo. Ou seja, a existência de um *lag* (defasagem) regulatório sinaliza um incentivo para redução dos custos no período entre as revisões tarifárias. Tem-se presente uma situação em que a redução nos custos, durante esse período, é absorvida pelo agente. Todavia, esse incentivo pode ser mitigado ao se aproximar da data do reajuste tarifário. A existência de custos superiores próximo à data do reajuste pode ocasionar tarifas mais altas.

Outra consequência do regime de custo é o efeito Averch e Johnson (efeito A-J). Na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, existe um estímulo para que sejam realizados investimentos excessivos, pois, nestas situações, a remuneração se mostra superior à depreciação do capital empregado. Contudo, a lógica não se suporta em período de inflação, alta taxa de juros e incertezas macroeconômicas (Pires & Piccinini, 1999).

Uma variação do regime do custo seria a definição tarifária pelo custo marginal. Segundo Pires e Piccinini (1999) “a tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para seu atendimento” (p.9). Ainda, segundo os mesmos autores, contextualizando para a tarifa da energia:

As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem e as regiões geográficas. (p. 9)

2.1.3 Regime de Preço

Regimes tarifários baseados exclusivamente no custo, sendo substituídos por regimes que determinam a tarifa máxima a ser cobrada (*price-cap*).

Segundo Saintive e Chacur (2006) e Pires e Piccini (1999), o regime de preço teve origem na Inglaterra em 1984 no setor de telecomunicações.

De acordo com Peano (2005), os esquemas de reajustes podem ir desde um modelo muito simples, no qual a tarifa é fixa durante toda a concessão, até fórmulas complexas, generalizadas pela seguinte equação:

$$DPC = P - X + / - Z$$

Onde,

DPC = reajuste.

P = índice de inflação.

X = fator de produtividade.

Z = variação de custos não gerenciáveis.

O referencial da inflação empregado pode ser um índice de inflação da economia como um todo (ex. IPCA e IGP-M) ou específico do setor. Normalmente, o fator de produtividade é prospectivo e sinaliza um incentivo à eficiência, alcançada por meio de redução nos custos de operação e manutenção.

Saintive e Chacur (2006) descrevem as principais motivações para adoção de um regime de preço-teto:

- (i) Uma eventual redução de custos entre as revisões tarifárias é absorvida pela empresa regulada;
- (ii) Decréscimo no custo regulatório e nos problemas de assimetria de informação; e,
- (iii) Considerando que muitas empresas possuem serviços regulados e não regulados (Ex.: telecomunicações e aeroportos), o método consegue apenas regular a tarifa de alguns serviços, deixando outros com preços livres.

Todavia, o regime apresenta algumas desvantagens, como uma possível redução nos investimentos. A tarifa não é influenciada pelos investimentos, como no regime pelo custo, não existindo estímulo para esses gastos. Também não existe motivação para melhorar a qualidade do serviço. Peano (2005) afirma que existe o risco do regulador não acompanhar com tanta efetividade a evolução dos custos incorridos pelas empresas reguladas.

Uma maneira de determinar a tarifa pode ser com base na comparação, a chamada *benchmark regulation* (regulação por comparação), na qual ela é fixada com base no desempenho e em indicadores de pares no mercado. Essa regulamentação também pode ser usada para definir o “fator x”.

Muitas vezes, não existem informações para pares da empresa regulada, podendo-se criar, assim, uma empresa fictícia, denominada “Empresa de Referência (ER)”. Segundo Peano (2005), a utilização de uma ER teve origem no setor de distribuição de energia chileno. A empresa é “criada” com base em modelos de engenharia que consideram as melhores práticas e tecnologias associadas ao mercado específico da empresa regulada.

Segundo Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004), citado por Peano (2005), a qualidade da ER e do modelo em si dependem da credibilidade do processo de construção da empresa, que engloba a qualidade técnica do regulador e a transparência de seus principais coeficientes técnicos.

2.2 Teoria Contábil

2.2.1 Objetivo e características qualitativas

O objetivo da divulgação financeira de propósito geral é fornecer informações a respeito da entidade que sejam úteis para os investidores e credores, atuais e em potencial, para suas tomadas de decisões. Os relatórios financeiros não visam fornecer o valor da entidade, mas sim informações que auxiliem a estimativa do valor da entidade. A contabilidade almeja também reduzir a assimetria informacional entre a empresa e seus *stakeholders* (partes interessadas).

Existem duas características consideradas fundamentais para a utilidade da informação contábil: relevância e representação fidedigna. As outras características qualitativas são consideradas como de melhoria.

A informação financeira é considerada relevante se for capaz de fazer diferença nas decisões dos usuários. Para ser capaz de fazer diferença, a informação precisa ter valor preditivo, confirmatório ou ambos, servindo de insumo para tomadas de decisões (Hendriksen & Van Breda, 2010). Os mesmos autores elencam alguns obstáculos na avaliação do poder preditivo: (i) falta de conhecimento dos modelos de decisão, e (ii) entendimento da relação entre os dados contábeis e os objetos e eventos relevantes que podem ser insumos para os modelos de tomadas de decisões. A informação tem valor confirmatório quando fornece *feedback* (retorno), confirmações ou mudanças sobre avaliações passadas.

Lourdes, Khurana e Boatsman (1996) estudaram a relevância dos ativos regulatórios em atividades reguladas norte-americanas. Os autores concluíram que eles são relevantes na visão dos investidores, todavia a relevância se altera conforme a credibilidade do poder concedente. Desta maneira, o elemento crucial da determinação dos itens regulatórios é a credibilidade do poder concedente. Por esse motivo, os resultados de outros mercados não, necessariamente, refletem o mercado de energia brasileiro.

Para a representação ser fidedigna, a informação deve ser completa, neutra e sem viés. Segundo Lopes e Martins (2005), a representação fidedigna está ligada à relação do sistema de interpretação, mensuração (nesse caso, a contabilidade) e a interpretação do fenômeno.

Como a representação fidedigna é neutra, o conservadorismo e a prudência foram formalmente removidos das características qualitativas, pois poderiam fazer com que uma informação neutra se torne viesada e, conseqüentemente, influencie erroneamente a tomada de decisões. Segundo Hendriksen e Breda (2010), o conservadorismo é um método pobre para lidar com a existência de incertezas, sendo grosseiro, com efeitos caprichosos. A prudência, diversas vezes, é utilizada com imprecisão, sendo vista como o pior cenário possível, não sendo isso que o termo representa.

As características consideradas de melhoria são: comparabilidade, verificabilidade, tempestividade e compreensibilidade. A comparabilidade leva à uniformidade, que é a representação de fenômenos econômicos similares de maneira semelhante, e não uma “uniformização” das práticas contábeis. De acordo com Martins, Diniz e Miranda (2012), não existem duas companhias que tenham contabilidades idênticas. Sempre existe espaço para julgamento, mesmo em jurisdições extremamente normatizadas. A representação fidedigna de um fenômeno econômico relevante deve deter algum nível de comparabilidade. Contudo, Lopes e Martins (2005) mencionam que estudiosos temem que a uniformidade reduza a flexibilidade da contabilidade na representação no fenômeno econômico. Por outro lado, a característica é de extrema importância para os usuários externos.

A verificabilidade é importante para saber se uma medida pode ou não existir independente do mensurador (Hendriksen & Van Breda, 2010). Os mesmo autores sustentam a ideia de que para qualquer número dado de observações ou medidas, o grau de objetividade ou verificabilidade depende da dispersão dos valores medidos em torno da média. Iudícibus (2010) afirma que a confiabilidade é o elo entre o usuário e a informação, ou seja, determina o aceite do usuário.

A tempestividade se refere à transmissão da informação em tempo hábil para ser utilizada pelo usuário. Tempestividade não garante relevância. Mas não é possível haver relevância sem tempestividade (Hendriksen & Van Breda, 2010).

Por fim, a compreensibilidade se refere à classificação, caracterização e apresentação da informação de maneira clara e consistente.

As características qualitativas complementares devem ser maximizadas na extensão possível. Existe uma única restrição: o custo da produção da informação não deve ser superior aos benefícios. Essa restrição é de complexa aplicação, uma vez que os custos estão concentrados, e os benefícios, dispersos (Lopes & Martins, 2005).

Podem-se considerar dois pressupostos básicos, ou seja, “regras” que o usuário considera presentes, salvo explícito o contrário. A primeira é a continuidade, que considera que a entidade continuará em marcha por um futuro indeterminado.

A continuidade afeta a mensuração dos itens patrimoniais, uma vez que, de acordo com o princípio da continuidade, a entidade não é vista como uma vendedora de ativos, e sim voltada a adicionar valor aos seus recursos (Iudícibus, 2010).

O segundo pressuposto básico e essencial para a contabilidade é o regime de competência, no qual as transações são reconhecidas quando de sua ocorrência, e não em sua realização financeira. A competência é aplicada na contabilidade por meio dos chamados *accruals*. De acordo com Lopes e Martins (2005), o conteúdo informacional da contabilidade está nos *accruals*, que diferenciam o resultado da companhia da variação de seu caixa. Martins, Diniz e Miranda (2012) afirmam que a competência faz com que os fluxos de caixa tenham uma distribuição lógica, ao longo do tempo. Desta maneira, o resultado serve como ferramenta de previsão dos fluxos de caixa (Lopes & Martins, 2005).

2.1.4 Elementos contábeis

Atualmente, os reguladores são favoráveis à utilização do *asset-liability approach* (abordagem do ativo-passivo) na elaboração de normas contábeis. Segundo essa visão, as transações são analisadas de acordo com as definições de ativo e passivo, as variações nos saldos dos ativos e passivos resultam nas receitas e despesas. Na visão alternativa, o *revenue-*

expense approach (abordagem da receita-despesa), o foco está na mensuração das receitas e despesas, sendo os ativos e passivos, *accruals* e diferimentos. Em outras palavras, o balanço é o “resíduo” do resultado. Segundo a SEC (2002), o *asset-liability approach* captura melhor a essência econômica das transações, sendo assim, mais útil aos investidores.

Para a correta aplicação do *asset-liability approach*, é de extrema necessidade as definições de ativo e passivo serem claras e operacionalizáveis.

Ativo

A definição de ativo é diferente conforme o *approach* utilizado em sua formulação. Uma definição com base no *revenue-expense approach* encontra-se no *Accounting Principles Board Statement* nº 4, do AICPA (citado por Hendriksen & Van Breda, 2010, p. 284):

Recursos econômicos de uma empresa que são reconhecidos e medidos em conformidade com princípios contábeis geralmente aceitos *incluindo certas despesas diferidas* que não representam recursos. [itálico nossos].

Com base nessa definição, não mais vigente, os ativos e, conseqüentemente, os passivos são resíduos do resultado. Os ativos representam receitas não realizadas ou custos diferidos. Segundo Hendriksen e Van Breda (2010), o principal objetivo é a apuração do lucro.

As definições mais contemporâneas são derivadas do *asset-liability approach* e buscam permitir uma interpretação semântica. Ou seja, dar significado à definição, o que claramente não é o caso da definição anteriormente supracitada.

Seguem algumas outras definições de ativo:

- i) “Ativos são benefícios econômicos futuros prováveis, obtidos ou controlados por uma entidade em particular como consequência de eventos ou transações passadas.” (*Financial Accounting Standards Board*, SFAC 6, item 25).

- ii) “Ativo é um recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que fluam futuros benefícios econômicos para a entidade.” (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, PCB, Item 4.4.).
- iii) “Um ativo de uma entidade é um recurso econômico presente ao qual a entidade tem um direito ou outro acesso que outros não possuem.” (*Financial Accounting Standards Board*⁶).
- iv) “Ativo é o futuro resultado econômico que se espera obter de um agente.” (Martins, 1972, p. 30).⁷

Foram elencadas quatro definições distintas, sendo que as definições (i) e (ii) são similares e, atualmente vigentes segundo o USGAAP – *Generally Accepted Accounting Principles in the United States* (Princípios Contábeis Geralmente Aceitos nos Estados Unidos) e as IFRS, respectivamente. A definição (iii) faz parte do projeto, ainda não completo, sobre elementos contábeis, elaborado conjuntamente entre o IASB e o *Financial Accounting Standards Board* (FASB). Por sua vez, a definição (iv) é apresentada por Martins (1972) em sua tese de Doutorado e mantém sua contemporaneidade. Elas não apresentam os mesmos elementos essenciais.

A seguir, um resumo de seus elementos:

IASB e CPC	FASB	Martins
Controle	Controle	Futuro resultado econômico
Evento passado	Futuro benefícios econômicos	
Futuros benefícios econômicos		

Quadro 1 - Resumo dos elementos essenciais das definições de ativo
Fonte: o autor

⁶Disponível em: <http://www.fasb.org/project/cf_phase-b.shtml> Acesso em: 05 mar. 2012.

⁷Original: (i) *Assets are probable future economic benefits obtained or controlled by a particular entity as a result of past transactions or events*; e, (iii) *An asset of an entity is a present economic resource to which the entity has a right or other access that others do not have.*

A definição de Martins apresenta duas características exclusivas: não menciona nenhuma forma de controle e segrega os benefícios econômicos do agente. O autor atribui à ausência de menção quanto ao controle devido a sua complexa definição. Quanto à segregação entre o benefício econômico e o agente, Iudícibus (2010) ressalta a vantagem de que, dessa maneira, a mensuração é relacionada aos futuros fluxos de caixa, e não ao agente. Contudo, a separação é difícil.

As definições (i) e (ii) possuem as mesmas características essenciais, conforme apresentado no Quadro 1. O controle representa um direito que outros não têm, ou seja, o poder de restringir o acesso de terceiros. Geralmente, o controle advém de um direito legal. Exemplificando: uma patente quando registrada, atende a definição de um ativo. Contudo, se não for registrada junto a um órgão competente, deixa de atender a definição de um ativo, pois não existe controle sobre essa patente, e qualquer terceiro pode copiá-la. O controle se relaciona mais intimamente com os benefícios econômicos, e não com a titularidade ou posse.

A necessidade de existência de um evento passado tem a função de proibir o registro de ativos, cujo direito não exista. No entanto, não há possibilidade de haver controle sem a ocorrência de um evento passado. Logo, pode-se concluir que não existe a necessidade de menção ao evento passado na definição de ativo.

Por fim, os futuros benefícios econômicos são de essencial importância para a existência de um ativo. Sua contribuição pode ser direta ou indireta, isoladamente ou em conjunto com outros ativos. Não se deve confundir a incerteza de realização dos benefícios econômicos com a definição de ativo. A incerteza é inerente, em maior ou menor grau, a todos os ativos.

A definição (iii) é encontrada em um projeto do IASB/FASB, e almeja solucionar algumas críticas quanto às atuais definições de ativo. A definição não é definitiva e está em processo de discussão. As principais críticas às atuais definições se remetem:

- (i) Aos termos *probable* e *expected*, presentes nas definições do FASB e do IASB, respectivamente. Assim, tende-se a ignorar benefícios que não são muito prováveis;
- (ii) Foco excessivo nos futuros benefícios e pouca ênfase na existência do recurso econômico em si;

- (iii) O sentido do termo “controlado” confunde-se com sua definição no contexto de consolidação; e,
- (iv) Foco demasiado no evento passado, em detrimento do acesso ao recurso na data atual.

A tentativa de definição altera o foco nos benefícios econômicos para os “recursos econômicos”, não sendo empregado o termo “controlado”. Esse é apresentado de maneira mais analítica: direito ou outro acesso que os outros não tenham⁸. Não existe previsão para a conclusão dessa fase do projeto de substituição da Estrutura Conceitual.

O controle está, em maior grau, ligado aos fluxos de caixa futuros relacionados ao ativo do que em sua total recuperabilidade. Alguma dúvida quanto à recuperabilidade de um ativo é inerente, praticamente, a todos os ativos. Por exemplo, quando uma instituição financeira concede um empréstimo, ela não sabe se receberá integralmente os pagamentos. Segundo Hendriksen e Van Breda (2010), a incerteza somente altera a natureza do item se for grande o suficiente para seus benefícios econômicos se tornarem nulos ou negativos.

Existe, claramente, algum tipo de confusão entre reconhecimento e mensuração. Para que se possa entender os dois conceitos, precisa-se compreender o processo contábil. Ele se inicia com a captura do fenômeno econômico, sendo, posteriormente, dividido em três subprocessos: reconhecimento, mensuração e evidenciação. O reconhecimento é o processo de incorporação de um elemento nas demonstrações contábeis. Segundo Lopes e Martins (2005), o processo de reconhecimento envolve a classificação da ação de natureza econômica e, ainda, se faz de crucial importância à definição dos elementos contábeis (ativo, passivo, receita e despesas). O processo de mensuração envolve a seleção da base de mensuração inicial e subsequente. Por sua vez, o processo de evidenciação seria a forma de apresentação. A evidenciação pode ser descritiva ou numérica, no corpo das demonstrações ou em notas explicativas.

Para Lopes e Martins (2005), o processo contábil é resultante da atuação de diversas forças. Sendo influenciado pelo seu ambiente social, econômico e político. O arcabouço legal

⁸ Original: *right or other access that others do not have*.

é uma das principais forças. Consequentemente, a Contabilidade não é uma ciência exata, não existindo “verdades absolutas”.

Passivo

No presente estudo, serão tratadas as seguintes definições de passivo:

- (i) “Passivo é uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos passados, cuja liquidação se espera que resulte na saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos.” (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, PCB, Item 4.4.).
- (ii) “Passivos são prováveis sacrifícios futuros de benefícios econômicos advindos de obrigações presentes de uma entidade em particular para a transferência de ativos ou fornecimento de serviços como consequência de uma transação ou evento passado.” (*Financial Accounting Standards Board*, SFAC 6, Item 25).
- (iii) “Um passivo de uma entidade é uma obrigação econômica presente na qual a entidade é o devedor”. (*Financial Accounting Standards Board*)⁹.¹⁰

As definições (i) e (ii) se referem às atualmente vigentes, de acordo com as IFRS e o USGAAP, respectivamente. E a definição (iii) pertence ao projeto em andamento, conjunto entre IASB/FASB, a respeito dos elementos contábeis. As definições (i) e (ii) são semelhantes e apresentam uma divergência em relação à definição (iii), essa não contempla a necessidade de existência de um evento passado.

Existem três elementos essenciais presentes nas definições (i) e (ii). São eles:

- (i) Obrigação presente: Segundo a estrutura conceitual, uma obrigação presente representa um dever de agir ou desempenhar certa tarefa. Em geral, resulta de uma obrigação legal, seja uma lei, contrato ou exigência estatutária. Em adição, é permitido o reconhecimento de obrigações não formalizadas (construtivas), ou seja, aquelas

⁹Disponível em: <http://www.fasb.org/project/cf_phase-b.shtml> Acesso em: 05 mar. 2012.

¹⁰Original: (ii) “*Liabilities are probable future sacrifices of economic benefits arising from present obligations of a particular entity to transfer assets or provide services to other entities in the future as a result of past transactions or events.*”; (iii) “*A liability of an entity is a present economic obligation for which the entity is the obligor.*”

decorrentes de práticas e políticas passadas. A necessidade da existência de obrigação presente faz com que não seja possível o reconhecimento de compromissos futuros.

- (ii) Saída de recursos econômicos: A liquidação de um passivo resulta na utilização de recursos que incorporam benefícios econômicos, como liquidação em caixa, prestação de serviços, entre outros.
- (iii) Evento passado: O evento ou transação que resultara na obrigação presente deve ter ocorrido. Não tem como existir uma obrigação presente (I) sem um evento que origine a obrigação.

Receita

A receita constitui um dos elementos definidos na estrutura conceitual, juntamente com despesa, ativo e passivo. A estrutura conceitual no seu item 2.45 define receita como:

Aumentos nos benefícios econômicos durante o período contábil sob a forma de *entrada de recursos* ou *aumento de ativos* ou *diminuição de passivos*, que resultam em aumentos do patrimônio líquido e que não sejam provenientes de aporte dos proprietários da entidade. [itálicos nossos].

A definição refere-se apenas ao seu efeito no patrimônio, e não em sua caracterização e natureza (Iudícibus, 2010).

A receita também pode ser vista como um produto da empresa, sendo reconhecida no momento de sua saída. Para ilustrar o conceito, a Comissão de Conceitos e Padrões de Contabilidade (citada por Iudícibus, 2010) definiu receita como “a expressão monetária dos produtos ou serviços agregados, transferidos por uma empresa aos seus clientes” (p. 149). Sprouse e Moonitiz (citado por Iudícibus, 2010), por sua vez, definem receita como “a representação da mensuração do valor de troca dos produtos (bens e serviços) durante o período” (p. 149).

Hendriksen e Van Breda (2010) consideram o enfoque da receita como produto da empresa, superior ao conceito de fluxo de saída, e este, superior ao conceito de entrada. Não existe uma definição e conceituação clara de receita. Hendriksen e Van Breda (2010) criticam o fato de que quando a receita é definida conforme os ativos e passivos relacionados, a definição se apresenta em termos de mensuração. Todavia, Iudícibus (2010, p.152) consegue

incorporar as deficiências das definições mencionadas anteriormente com a seguinte definição:

Receita é a expressão *monetária validada pelo mercado, do agregado de bens e serviços de entidade, em sentido amplo em determinado período de tempo, e que provoca um acréscimo concomitante no ativo e no patrimônio líquido, considerando separadamente da diminuição do ativo ou do acréscimo do passivo e do patrimônio líquido provocados pelo esforço em produzir tal receita.* [itálicos nossos]

Iudícibus (2010) afirma que essa definição engloba quatro dimensões básicas da receita:

- (i) Ligação com a produção de bens e serviços, em sentido amplo;
- (ii) Validação pelo mercado;
- (iii) Período de tempo definido; e,
- (iv) Esforço para produzir a receita.

As receitas compreendem as *revenues*¹¹ e os ganhos, sendo que os últimos não estão relacionados diretamente às atividades principais da empresa. A diferenciação desses itens não tem grande relevância; apenas afeta a qualidade da informação e não altera o reconhecimento e mensuração da receita, restringindo-se à apresentação. Diferentemente das receitas, os ganhos são apresentados líquidos dos respectivos custos (Exemplo: na venda de imobilizado, somente é apresentado o resultado líquido da venda).

Segundo Hendriksen e Van Breda (2010) e Martins, Diniz e Miranda (2012), a receita é um processo contínuo sob a ótica econômica, e não algo que se obtém em um momento específico. Apesar disso, de maneira geral, os órgãos reguladores buscam definir o momento do reconhecimento da receita, como, o faturamento ou transferência dos riscos e benefícios substanciais. Os próprios autores defendem o reconhecimento da receita com enfoque no “evento crítico”, ou seja, a receita é reconhecida quando for finalizada a tarefa mais “difícil”, sendo reconhecida pela meritocracia, e não baseada em regras complexas. Todavia, continua sendo reconhecida em um momento específico.

¹¹ Tradução: receitas propriamente ditas.

O reconhecimento de receita no Brasil é tratado pelo CPC 30 (Receitas). Segundo o pronunciamento, a receita da venda de bens, como a energia elétrica, deve ser reconhecida quando atendidos os seguintes critérios (item 14), e não necessariamente na emissão da nota fiscal:

- (i) A entidade tenha transferido para o comprador os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens;
- (ii) A entidade não mantenha envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos em grau normalmente associado à propriedade nem efetivo controle de tais bens;
- (iii) O valor da receita possa ser confiavelmente mensurado;
- (iv) For provável que os benefícios econômicos associados à transação fluirão para a entidade; e,
- (v) As despesas incorridas ou a serem incorridas referentes à transação possam ser confiavelmente mensuradas.

3 SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

3.1 Regulamentação no Setor Elétrico

3.1.2 Contextualização

Em 1881, foi inaugurada a primeira iluminação pública no Brasil. O evento ocorreu na cidade do Rio de Janeiro, na atual Praça da República. Somente durante o governo de Getúlio Vargas, iniciou-se a regulamentação do setor elétrico.

Em 1934, foi promulgado o Código de Águas¹², a primeira regulamentação versando a matéria.

A fim de regular o Código de Águas, foi criado no mesmo ano o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). Posteriormente, o CNAEE foi substituído pelo Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), e este renomeado para Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE)¹³.

Até 1976, as concessionárias de energia elétrica tinham sua remuneração garantida. Nesse modelo, a tarifa era igual para todos os consumidores, independente de sua categoria ou localização. Em 1993, esse modelo foi extinto, e as tarifas começaram a ser fixadas individualmente para cada concessão¹⁴. No modelo de remuneração garantida, não existe estímulo à eficiência.

Após a alteração no modelo de remuneração, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia¹⁵ que começou a funcionar em 1997, substituindo o

¹² Decreto nº 26.234/1934.

¹³ O CNAEE foi criado por meio do Decreto-Lei nº 1.285/1939. O DNAE, por meio da Lei nº 4.904/1965. O DNAEE, pelo Decreto nº 63.951/1968.

¹⁴ Lei nº 8.631/1993, Lei nº 8.987/1995, Lei nº 9.427/1997 e Lei nº 9.648/1998.

DNAEE, e, diferente dele, não tem “status” de poder concedente (Ganin, 2009). Cuida da regulação, fiscalização, mediação de eventuais conflitos e assegura a universalidade dos serviços prestados.

A grande atribuição inicial da ANEEL foi a regularização das concessões. Como muitas concessões não tinham contrato assinados, os prazos eram indeterminados (Ganin, 2009).

O Ministério das Minas e Energia (MME), que representa o poder concedente, é o responsável pelas concessões, autorizações e permissões.

Camargo (2005) ressalta a importância da atividade do regulador em países cujo setor elétrico é controlado pela iniciativa privada, como no caso da distribuição de energia no Brasil.¹⁶ Segundo o autor, o órgão regulador precisa fornecer clareza aos investidores e ter independência do governo.

Outra característica interessante do setor elétrico foi a sua desverticalização, ocorrida em 2004¹⁷. A partir desse marco regulatório, a distribuição de energia se segregou das outras atividades. Por outro lado, as atividades de transmissão e geração podem pertencer à mesma pessoa jurídica; contudo, segregadas e individualizadas (Ganin, 2009). A verticalização era uma prática comum no setor, o que permitia a existência de “monopólio vertical” em uma região, ou seja, uma mesma empresa possuía toda a cadeia, desde a geração até a distribuição. A desverticalização almeja redução do custo e melhoria na qualidade do serviço prestado. O que pode ser encontrado atualmente no setor elétrico são as chamadas *holdings*, representando grupos econômicos que possuem diversas concessionárias.

Dentro do setor elétrico, encontram-se três tipos de figuras jurídicas distintas: (i) concessões; (ii) permissões; (iii) autorizações. Segundo Ganin (2009), uma característica essencial de uma concessão está na delegação de um direito público. Essa delegação faz-se presente também nas permissões. Diferentemente, as autorizações exercem atividade em seu

¹⁶ O setor de distribuição de energia é constituído de 63 distribuidoras. Desse total, 24 concessões foram privatizadas, cinco são municipais, oito são estaduais, uma é distrital, cinco são federais e vinte, sempre, tiveram o controle privado. Em termos de controle acionário, é 70% privado e 30% público (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005).

¹⁷ Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004.

próprio interesse. As concessões representam contratos bilaterais, enquanto as permissões e autorizações, unilaterais. Dessa maneira, as permissões e autorizações podem ser revogadas por vontade exclusiva do poder concedente.

Existem quatro atividades dentro do setor elétrico: (i) geração; (ii) transmissão; (iii) distribuição; (iv) comercialização. Optou-se por um modelo de monopólio em determinada região das atividades de distribuição e transmissão, pois a competição nesses setores não teria lógica econômica.

Em um mercado monopolista, a relação de oferta e demanda não funciona perfeitamente. Quando a demanda cai em um mercado competitivo, o preço reduz. Em um mercado monopolista, como o da distribuição de energia, o preço tende a aumentar, visando garantir a remuneração da concessionária (Camargo, 2005). Nessas circunstâncias, o órgão regulador se faz de extrema importância para regular a relação entre as distribuidoras e os consumidores, que, individualmente, não possuem poder de barganha.

A competição se concentrou, principalmente, na atividade de geração¹⁸, atividade esta mais propícia à prática de concorrência. Camargo (2005) lista alguns motivos:

- (i) “A relevância da compra de energia na composição das tarifas; aproximadamente 31%”. (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009, p. 27);
- (ii) Não ocorrência de monopólio natural; e,
- (iii) As novas tecnologias minimizam a economia de escala.

Comercialização

No Brasil, existem dois ambientes para a comercialização de energia: o regulado e o livre. O regulado é denominado como “Ambiente de Contratação”, existindo uma Câmara de Liquidação - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Eventuais diferenças entre a quantidade de energia contratada e a, efetivamente, consumida são negociadas no

¹⁸Existe também competição entre as comercializadoras.

“Mercado de Curto Prazo”, uma vez que o objeto da negociação, a energia elétrica, um ativo que não pode ser estocado.

Por sua vez, o mercado livre também é regulado pela ANEEL, mas com livre negociação entre os agentes. Um exemplo de participante seria o consumidor livre, aquele que pode escolher de quem comprar a energia elétrica, não sendo obrigado a comprar da distribuidora da região. Ele apenas paga uma tarifa pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Esse mercado representa aproximadamente 30% da energia comercializada no Brasil (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008). Os clientes que são obrigados a comprar da distribuidora da concessão, como os clientes residenciais, são denominados consumidores cativos¹⁹.

Geração

O Brasil adotou uma matriz energética hidrelétrica cuja participação na geração total atinge 84,0%, sendo que o nível mundial é 15,9% (*International Energy Agency*, 2009). A matriz escolhida foi motivada pelo custo dessa energia, pela abundância de rios propícios à instalação de hidrelétricas e pelo fato de a fonte ser renovável. Esses fatores contribuíram para a concentração excessiva em uma única fonte de energia, fato verificado durante a crise energética de 2002²⁰.

Um problema dessa matriz foram os danos ambientais e sociais²¹. Em geral, as hidrelétricas se localizam longe dos grandes centros consumidores, o que exige vultosos investimentos em linhas de transmissão.

As hidrelétricas podem ser de grande, médio ou pequeno porte (as chamadas PCHs). Depois da reestruturação do setor, no entendimento da ANEEL (2009), foi estimulada a

¹⁹Também existem os consumidores potencialmente livre e os consumidores especiais. Os clientes potencialmente livres poderiam ser livres, mas não fizeram a opção. Os clientes especiais são aqueles grandes consumidores que têm a opção de comprar energia diretamente das geradoras.

²⁰Ver mais comentários na seção 2.1.3.

²¹Os impactos negativos são os causados na população, na fauna e na flora da região, além da formação de grande lagos (os reservatórios) e efeitos no próprio rio, como aumento no seu nível e alteração em seu curso. Contudo, não produz emissão de gases, causadores do efeito estufa. (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008).

criação das PCHs, a fim de diversificar a geração energética e sua possível proximidade com centros consumidores.

Nesse setor, a competição se dá por meio de leilões realizados no âmbito da CCEE e somente é possível graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN representa uma “estrada” que abrange parte do Brasil. Aproximadamente, 96,6% da capacidade de produção de energia elétrica nacional estão conectadas ao SIN. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN.

As regiões não abrangidas pelo SIN são os chamados “sistemas isolados”. Nessas regiões, predomina a geração de energia por meio das termelétricas. Essa energia é mais cara devido ao custo do combustível e à logística de seu transporte. A fim de suavizar o efeito, o governo instituiu um encargo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), que subsidia a aquisição de combustível e é rateado por todos os consumidores. O governo busca reduzir os “sistemas isolados”, principalmente, por meio de dois projetos sociais: o *Programa Luz para Todos* e o *Programa de Aceleração do Crescimento*.

Transmissão

As transmissoras são responsáveis pela construção e operação das redes que interligam as geradoras às distribuidoras. Elas são remuneradas pela disponibilização de suas redes para as geradoras e distribuidoras, e não pela sua própria utilização. As concessões são disputadas por meio de leilão reverso, no qual se disputa a menor Receita Anual Permitida (RAP). O ganhador é aquele que oferecer o maior deságio sobre o preço máximo previsto.

O mercado é monopolista. Não existe lógica econômica em duas redes de transmissão interligarem as mesmas localidades. A competição acaba sendo entre investidores, para obtenção da concessão, e não entre as concessionárias. A mesma competição ocorre entre os investidores das distribuidoras. A RAP é recolhida pelo ONS por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Distribuição

Segundo Camargo (2009), as funções básicas de uma distribuidora são: comprar energia das geradoras e comercializadoras, revender essa energia aos consumidores e a manutenção e operação da rede de distribuição²².

Uma característica do setor elétrico é a de que toda arrecadação é realizada pelas distribuidoras, arcando, desse modo, com toda inadimplência.

As tarifas são definidas pela ANEEL de acordo com um modelo pré-definido. Não existe concessionária de distribuição que também não realize comercialização de energia.

Segue a relação entre os agentes do setor elétrico:

Figura 1 - Relação entre os agentes do setor elétrico
Fonte: o autor

²² De maneira simplificada, a rede de distribuição e a rede de transmissão são diferenciadas pela sua potência. A rede de distribuição não tem tensão superior a 230 kV.

3.1.2 Regulamentação tarifária das distribuidoras de energia

Segundo Peano (2005), as regras e intervenções tarifárias devem ser coerentes, consistentes, transparentes e adequadas ao ambiente institucional. No Brasil, a fixação tarifária se faz de extrema importância, pois a distribuidora de energia fatura a receita de toda a cadeia. Na composição da tarifa, uma parte significativa do custo total se refere à atividade de geração e transmissão, fora os tributos, conforme demonstrado no Quadro 2.

Compra de energia	Transmissão	Distribuição	Encargos e Tributos
6,25 %	28,98%	31,32%	33,45%

Quadro 2 - Composição da tarifa

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2009, p. 27)

Como dito anteriormente, até 1993, o regime tarifário era baseado em remuneração garantida. Nesse regime, a receita era fixada com base em uma taxa de retorno entre 10% a 12% do investimento.²³ Todos os tipos de clientes, independentes da região, pagavam a mesma tarifa (equalização tarifária). Para ser possível o controle dos excessos e insuficiências, eram empregadas Conta de Resultado a Compensar (CRC). Durante esse período, as concessionárias eram, em sua maioria, públicas, e a fixação tarifária foi utilizada como instrumento de controle inflacionário (Ganin, 2008). Posteriormente, almejando introduzir políticas tarifárias que estimulassem a eficiência, o regime de remuneração garantida foi extinto, bem como a equalização tarifária.²⁴ As tarifas passariam a ser determinadas pela ANEEL, de maneira a propiciar uma remuneração justa. Os contratos assinados junto à ANEEL deveriam contemplar todos os mecanismos de reajustes, objetivando manter o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias²⁵.

²³ Decreto nº 41.019/1957 e Lei nº 5.655/1971.

²⁴ Lei nº 8.631/1993, Lei nº 8.987/1995, Lei nº 9.427/1997 e Lei nº 9.648/1998.

²⁵ Ganin (2009) argumenta que para manter o equilíbrio econômico financeiro “o seu valor (tarifas) deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a saúde econômica e financeira das concessionárias, para que as mesmas possam obter recursos suficientes para cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital prudentemente investido com a vista a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade desejada”.

A Lei nº 8.987/1995, a chamada Lei de Concessões de Serviços Públicos, estabelece que o mecanismo de fixação tarifária deva ser pelo *price-cap* (preço-teto), anualmente reajustado por um índice de inflação e decrescido por um “fator x”. Um dos problemas desses contratos está na indefinição do mecanismo tarifário a ser utilizado nas próximas revisões tarifárias.

Atualmente, o *price-cap* é o mecanismo mais utilizado (Peano, 2005). A tarifa é definida por um modelo no qual é fixado um limite (*cap*) para a concessionária, sendo esta livre para cobrar tarifa inferior. Peano (2005) apresenta um esquema de reajuste completo para esse mecanismo. Segundo o autor, o reajuste é definido com base em um índice de inflação, um fator de produtividade e a variação dos custos não gerenciáveis. O mecanismo de reajuste tarifário brasileiro apresenta, basicamente, o funcionamento semelhante.

O índice de inflação escolhido poderia ser um índice do setor (como nos Estados Unidos), mas o Brasil optou por um índice macroeconômico, o IGP-M²⁶. O “fator x” é uma métrica para se mensurar a variação no reajuste advinda de ganhos de produtividade esperados no setor. A regulamentação brasileira é claramente por incentivos. Não existe a remuneração garantida das despesas gerenciáveis, e, em adição, existe um fator de eficiência.

No Quadro 3, é apresentada a evolução, de 1997 a 2007, dos principais indicadores de qualidade das distribuidoras de energia: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). O DEC apresentou uma redução média de 40,9%, passando de 27,19 minutos para 16,08 minutos. O FEC teve um comportamento similar: o patamar inicial de 21,68 vezes por ano atingiu 11,72 vezes ao ano, o que resultou em uma redução média de 45,9%.

²⁶ O IGP-M é o Índice Geral de Preços do Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Ele pondera o Índice de Preços por Atacado - IPA - (60%), Índice de Preços ao Consumidor - IPC- (30%) e o Índice Nacional do Custo da Construção - INCC- (10%).

Ano	Minutos	DEC	Frequência	FEC
		Redução*		Redução*
1997	27,19	-	21,68	-
1998	24,05	11,5%	21,68	0,0%
1999	19,85	27,0%	17,59	18,9%
2000	17,44	35,9%	15,29	29,5%
2001	16,57	39,1%	14,56	32,8%
2002	18,07	33,5%	14,84	31,5%
2003	16,66	38,7%	13,12	39,5%
2004	15,81	41,9%	12,12	44,1%
2005	16,83	38,1%	12,62	41,8%
2006	16,33	39,9%	11,71	46,0%
2007	16,08	40,9%	11,72	45,9%

Quadro 3 - Indicadores de qualidade média das distribuidoras de energia

***Em relação ao ano-base de 1997**

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2009, p. 24)

Existem três tipos de revisões tarifárias: (i) reajuste anual; (ii) a revisão periódica; e (iii) revisão extraordinária. As revisões periódicas são realizadas a cada cinco anos (intervalos regulatórios), objetivando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Os reajustes anuais visam ajustar os efeitos da inflação. As revisões extraordinárias ocorrem em raras ocasiões, quando da ocorrência de um evento que provoque desequilíbrio econômico-financeiro na concessão. Já ocorreram duas revisões extraordinárias: em 1999, devido à maxi do dólar norte-americano, e em 2003, em razão da crise energética.

Cabe destacar que as revisões tarifárias ocorrem a cada cinco anos. Essa condição também faz parte do mecanismo de determinação tarifária baseado em incentivos. Esse período de *lag* regulatório propicia condições para a concessionária absorver um eventual ganho de eficiência. Durante o intervalo regulatório, as tarifas somente são reajustadas para absorver os efeitos inflacionários e reduzidas/aumentadas pelo “fator x”.

O mecanismo tarifário vigente não pode ser classificado exclusivamente como *cost-plus* ou *fixed-price*, e sim híbrido. A tarifa é dividida em duas parcelas: a “Parcela A”, que contém os custos não gerenciáveis, e a “Parcela B”, os gerenciáveis. A “Parcela A” é determinada pelo mecanismo de *cost-plus*, sendo recuperada integralmente. Desse modo, pode ser considerada neutra para fins de determinação tarifária (Comitê de Pronunciamentos

Contábeis, 2009). A “Parcela B” utiliza o mecanismo de *fixed-price*, incentivando o aumento da eficiência.

Anualmente, o reajuste contempla as flutuações da “Parcela A”. A “Parcela B” é atualizada pelo IGP-M. O resultado da metodologia é o chamado Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que, segundo Ganin (2008), objetiva promover uma alavancagem na tarifa, e não dar cobertura às despesas realizadas, uma vez que não guarda relação com os custos efetivamente incorridos no período. É importante entender que a “Parcela B”, para fins de reajuste anual, não se altera devido à mudança no volume de energia comercializado.

A revisão periódica visa atualizar a metodologia de avaliação da “Parcela B” e redefinir seu preço. Desde 2011, as distribuidoras estão passando pelo terceiro ciclo de revisão tarifária, e as regras, cada vez mais, forçam a eficiência no setor, reduzindo seus fluxos de caixa.

Segue a composição da tarifa:

Parcela A	Parcela B
Custo de transporte da energia	Despesas operacionais e de manutenção
Custo da energia adquirida para revenda	Despesas de capital
Encargos setoriais e tributos	

Quadro 4 - Composição da tarifa

Fonte: o autor

Parcela A

A “Parcela A” representa os custos incorridos pela concessionária que não são gerenciáveis. Em outras palavras, que estão fora de seu controle. Esses itens têm neutralidade tarifária, sendo repassados integralmente para as tarifas. Anualmente, durante o reajuste, são estimadas projeções de venda de energia pelas concessionárias, com base nestas estimativas, a “Parcela A” é apurada. Ainda durante o reajuste anual, as estimativas do ano anterior são comparadas com o efetivo consumo, e eventuais diferenças, contempladas.²⁷

²⁷ Ver maiores detalhes na seção 2.1.3.

O custo do transporte é composto por algumas taxas, como o uso da rede de transmissão (TUST) e o uso da rede de distribuição (TUSD). O custo da energia para revenda engloba o custo da energia adquirida da Itaipu Binacional e em leilões com outras geradoras.

Os encargos setoriais têm o objetivo de subsidiar o desenvolvimento e o financiamento de programas do setor elétrico definidos pelo governo federal (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008). Representam contribuições criadas por força de lei. Assim sendo, devem ser utilizadas para fins específicos. Os encargos setoriais têm grande participação na composição da tarifa.²⁸. Seguem os principais encargos setoriais:

Encargo	Finalidade
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados)
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas. Promover a universalização do serviço de energia. Subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.
RGR - Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.
CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.
PROINFA	Subsidiar fontes alternativas de energia.
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL
ESS - Encargos de Serviços de Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN.

Quadro 5-Principais encargos setoriais

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2009, p. 27)

²⁸ Em 2007, totalizaram R\$11 bilhões (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, p. 26).

Parcela B

Na “Parcela B”, é utilizado um mecanismo chamado *Benchmark Regulation*, empregando como parâmetro uma empresa denominada Empresa de Referência. Esse mecanismo faz parte dos ditos mecanismos por *fixed-price*. Os preços são definidos com base em *benchmark* de outras empresas do setor, ou mesmo, empresas fictícias.

No caso das distribuidoras de energia brasileiras, foi criada a ER, operacionalizada por meio de modelos de engenharia que “criam” uma empresa eficiente com características semelhantes à concessionária.

Esse mecanismo tem a vantagem de induzir muita eficiência ao setor. Por outro lado, sua credibilidade depende da: (i) qualidade técnica do regulador; e (ii) transparência de seus principais coeficientes técnicos. (Anuatti Neto, Pelin & Peano, citado por Peano, 2005)²⁹.

As despesas operacionais e de manutenção são baseadas na ER. Elas contemplam as singularidades do ambiente de atuação da concessionária e são corrigidas, anualmente, pela variação do IGP-M.

Por sua vez, a despesa de capital é composta por dois elementos: a cota de depreciação e a remuneração do capital. A cota de depreciação representa a receita necessária a fim de formar uma reserva destinada à reposição dos investimentos ao final das respectivas vidas úteis. A cota é calculada utilizando a depreciação regulatória dos ativos elétricos. A remuneração do capital investido representa um retorno adequado ao capital aplicado. Ela é apurada pela aplicação de uma taxa sobre a Base de Remuneração Líquida (BRL) da concessionária. A BRL é composta por:

²⁹ Peano (2005) classifica a ANEEL em um ciclo de vida, no primeiro grau da escala de três graus, a chamada infância. Nesse estágio, o sistema ainda é frágil, as empresas não aceitam serem pressionadas por redução de custo e os consumidores não enxergam benefícios oriundos da regulamentação.

- (i) Ativo em serviço líquido das obrigações especiais (AIS)³⁰;
- (ii) Almoxarifado de operação;
- (iii) Ativo diferido; e,
- (iv) Capital de giro.

A taxa utilizada é o Custo Médio Ponderado de Capital, conhecido como WACC³¹. O WACC pondera o custo do capital próprio pelo custo do capital de terceiros, proporcionalmente a estrutura de capital. A estrutura de capital, ou seja, a relação das fontes de capital próprio (acionistas) e de terceiros (credores), é definida de acordo com uma estrutura denominada “ótima”, que é apurada pela ANEEL, com base em dados empíricos.

O custo do capital próprio representa a taxa de retorno esperada pelo mercado para compensar a posse de um investimento e seu respectivo risco. Essa taxa pode ser calculada por diversas metodologias, mas nunca observáveis, sendo, assim, subjetiva. O *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é a metodologia mais popular; porém não livre de críticas. O CAPM foi criado por Willian Sharpe (1964) e, posteriormente, sofreu alguns ajustes³².

A ANEEL apura o custo do capital próprio, utilizando o CAPM. Basicamente, o custo é a taxa de juros, livre de risco, acrescida do risco específico. No modelo empregado pela ANEEL, ainda é adicionado o risco-país.

Segue a fórmula utilizada para determinação do custo do capital próprio regulatório:

³⁰ Diversas obras são realizadas com financiamento público, seja federal, estadual ou municipal. A participação pública na construção dos ativos das concessionárias são as chamadas “obrigações especiais”. Até o segundo ciclo de revisão tarifária (2006), o saldo das obrigações especiais era controlado pelo montante total, passando então a ser controlado individualmente.

³¹ De acordo com Martins, Diniz e Miranda (2012, p. 26), o WACC não representa a melhor taxa de desconto quando a empresa tem dívidas. Em adição, supõe a manutenção de uma mesma estrutura de capital.

³² Uma das variáveis do CAPM é o Beta (β). Ele reflete a sensibilidade do retorno do ativo em relação ao retorno do mercado. Todavia, em mercados menos desenvolvidos, esses não representam adequadamente as suas economias. Ou mesmo, a empresa em estudo pode não ter ações negociadas na Bolsa. Assim, foi criado o Beta contábil, mensurado com base em dados obtidos nas demonstrações financeiras (Cardoso & Martins em Iudicibus & Lopes, 2008). As críticas ao CAPM, basicamente, se referem ao fato de o prêmio de risco não ser diretamente observável, mas apenas por abordagens indiretas. Elton (1999) afirma que a correlação é fraca entre os retornos esperados e os retornos realizados (metodologia *post*). Ignora o fato de que cada investidor tem seu próprio custo de oportunidade e nas aplicações no Brasil utiliza-se de taxas livres de risco, que podem ser inadequadas. A ANEEL tenta aliviar alguns problemas, utilizando informações de empresas norte-americanas.

$$R_p = R_f + \beta(R_m - R_f) + R_b$$

Sendo,

R_p = Custo do capital próprio (13,43%).

R_f = Taxa de retorno de um ativo livre de risco (4,87%).

B = Beta do setor (0,74).

R_m = Retorno de mercado (10,93%).

R_b = Prêmio de risco-país (4,25%).

O custo do capital de terceiros é calculado por uma metodologia que adiciona à taxa livre de risco, os prêmios dos riscos de se emprestar para uma distribuidora de energia. A partir do terceiro ciclo, os riscos de se emprestar são apenas o risco de crédito e o risco-país. Até o segundo ciclo, era adicionado o risco cambial.

Segue a equação utilizada para determinar o custo do capital de terceiros:

$$R_d = R_f + R_c + R_b$$

Sendo,

R_d = Custo do capital de terceiros (11,26%).

R_f = Taxa de retorno de um ativo livre de risco (4,87%)

R_c = Risco de crédito (2,14%)

R_b = Risco país (4,25%)

Como o custo da dívida é dedutível na apuração do Imposto de Renda e Contribuição Social, as taxas utilizadas na determinação do WACC regulatório são líquidas do ganho tributário (conforme a alíquota da concessionária). O resultado é deflacionado para

determinação da taxa real. O índice de deflação utilizado é o da inflação norte-americana média de 1995-2010 (2,45%).³³

De acordo com o Quadro 6, pode-se notar que o WACC regulatório real vem caindo devido à redução no custo de capital próprio e de terceiros. Assim, o fluxo de caixa das concessionárias é cada vez menor, forçando-as a ganhar eficiência.

Revisão	Estrutura de capital	Custo	WACC regulatório real
1ª Revisão (2003)	50% (terceiro)	15,76%	11,26%
	50% (próprio)	17,47%	
2ª Revisão (2007)	42,84% (terceiro)	14,97%	9,95%
	57,16% (próprio)	16,71%	
3ª Revisão (2011)	45% (terceiro)	11,26%	7,50%
	55% (próprio)	13,43%	

Quadro 6 - Composição do WACC regulatório nos ciclos de revisão tarifária

Fonte: 1º ciclo de revisão tarifária: Nota técnica nº 235/2003; 2º ciclo de revisão tarifária: Resolução normativa Nº 259/2007; e 3º ciclo de revisão tarifária: Resolução normativa nº 457/2011

A Base de Remuneração Líquida (BRL) representa os investimentos prudentes necessários à prestação do serviço com qualidade. Os ativos em serviço vinculados à outorga são apurados pelo Valor Novo de Reposição (VNR). As taxas de depreciação utilizadas são aquelas determinadas pela ANEEL por meio do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSP). Posteriormente, a BRL é atualizada pelo IGP-M, ficando “blindada” na última revisão tarifária (não existem adições).

O custo de reposição é uma base de mensuração de custo corrente de entrada. Segundo Hendriksen e Van Breda (2010), “os custos correntes representam o preço de troca que seria exigido hoje para obter o mesmo ativo ou um ativo semelhante” (p. 308). Martins (2011) define custo corrente com uma indagação: “Qual seria o sacrifício necessário para disponibilizar um item semelhante ao que já possuímos ou desejamos repor?” (p. 53).

³³Para mais detalhes sobre a determinação da WACC regulatório no terceiro ciclo de revisão, sugere-se a leitura da *Resolução Normativa nº 457*, de 8 de novembro de 2011, da ANEEL.

Percebe-se que a cada revisão tarifária, a BRL é atualizada em função de sua Variação de Preço Específica (VNR) e, nos reajustes anuais, por um índice de inflação geral (IGP-M). Outro ponto de interesse é que os ativos da BRL não são mensurados pelo seu custo (mesmo que corrigido), e sim pelo seu eventual custo de reposição.

3.1.3 Itens regulatórios

Os itens regulatórios representam um fenômeno econômico exclusivo das atividades com tarifas reguladas. Regulamentação tarifária é frequentemente encontrada em atividades nas quais ocorre monopólio, como em muitas das concessões de serviço público.

Os ativos e os passivos regulatórios, denominados itens regulatórios, representam um direito de recuperar custos incorridos (ativos) ou a obrigação de devolver receitas faturadas em excesso (passivos), por meio de reajustes tarifários. A realização ou liquidação desses valores dependem da homologação dos reajustes tarifários e da efetiva utilização do serviço por partes dos consumidores.

No primeiro trimestre de 1999, ocorreu no Brasil uma maxidesvalorização cambial, na qual a cotação do dólar norte-americano, que começou janeiro em torno de R\$ 1,2, alcançou um patamar de R\$ 2,2 ao final de março, representando uma apreciação de aproximadamente 83% durante o trimestre. A grande valorização da moeda norte-americana afetou o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica. A causa do desequilíbrio deu-se por conta de os contratos de compra de energia junto à Itaipu Binacional serem estabelecidos em dólares norte-americanos, aumentando, os custos de forma abrupta.

As distribuidoras questionaram o desequilíbrio. A ANEEL, então, autorizou um aumento na tarifa durante doze meses, a fim de recuperar as perdas. Essa foi a primeira das duas revisões tarifárias extraordinárias já ocorridas no setor. Contabilmente, foi reconhecido o primeiro ativo regulatório, mesmo que não formalmente denominado como tal. O ativo representava o direito de aumento na tarifa referente às perdas, sendo reconhecido no ativo circulante, uma vez que se esperava que a reversão pudesse ocorrer dentro de doze meses.

O acréscimo no preço da energia elétrica adquirida da Itaipu Binacional devido à variação cambial foi reconhecido no ativo como um custo antecipado. Consequentemente, o custo da energia vendida, reconhecida no resultado, era baseado no preço em moeda nacional antes da desvalorização cambial. Conforme se recuperava o custo na tarifa (diferença entre a tarifa com o aumento e, sem o aumento), o custo antecipado era amortizado contra o custo da energia vendida.

Somente em 2001, foi adotada uma prática oficial de contabilização dos itens regulatórios. A prática era baseada no USGAAP, mais especificamente o FAS 71 -*Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation* e o EITF 92-7 – *Accounting by Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs*³⁴.

A regulamentação foi exigida como resposta à crise energética ocorrida em 2001/2002. As medidas adotadas pelo governo exigiram um racionamento compulsório de energia, ocorrendo também um “acionamento voluntário”. Com isso, houve uma redução na venda de energia de aproximadamente 23,4% (Bardelin, 2004). Para garantir a saúde financeira do setor, foi aprovada a Lei nº 10.438/2002, o chamado Acordo Geral do Setor Elétrico.

Em tempos normais, o único item regulatório relevante é a chamada Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), que representa a diferença acumulada, seja positiva ou negativa, das estimativas da “Parcela A” em relação ao seu efetivo custo. A CVA é repassada para a tarifa por meio dos reajustes anuais.

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA

O mecanismo de determinação tarifária implementado pela ANEEL visa cobrir integralmente os custos não gerenciáveis, ou seja, a “Parcela A”. Portanto, esses custos têm seu repasse garantido nas próximas tarifas. O lucro das distribuidoras é consequência da “Parcela B”, que é incorporada à tarifa pelo mecanismo de *fixed-price*.

³⁴ Tradução livre: FAS 71 - Contabilização dos efeitos de determinados tipos de regulamentação. EITF 92 -7 – Contabilização dos efeitos de certos tipos de programas de receita alternativa nas prestadoras de serviço público reguladas.

Os valores referentes a “Parcela A” são definidos nos reajustes tarifários anuais. As distribuidoras enviam à ANEEL as estimativas de consumo energético, dentro de suas concessões, para o próximo ano, segregado por tipo de cliente. A ANEEL homologa as estimativas que serão usadas durante o reajuste tarifário. Os custos da “Parcela A” são apurados englobando essas estimativas e a cotação projetada do dólar norte-americano. Isso se faz necessário, pois a “Parcela A” engloba todos os custos referentes à compra de energia, sendo que, conforme já mencionado a energia adquirida da Itaipu Binacional é determinada em dólar norte-americano.

As estimativas, seja do consumo de energia ou da cotação do dólar norte-americano, não devem estar totalmente corretas. Essas variações fazem com que a “Parcela A” não seja reembolsada integralmente, ou mesmo, reembolsada em excesso. Assim, se fez necessário algum mecanismo para corrigir essas variações, sendo este implementado pelo art. 1º da Lei 10.438/2002. Abaixo, o artigo transcrito:

Art. 1º Não se aplicam às disposições dos §§ 1º e 3º do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, o mecanismo de compensação das variações, ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica a ser regulado por proposta da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em ato conjunto dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

O mecanismo adotado é o controle das variações por meio da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA). Os valores são registrados na data de sua ocorrência e atualizados pela taxa SELIC até a data do reajuste.

A Portaria Interministerial nº 361/2004 estabelece os critérios de apuração da CVA, e o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSE), de 2011, estabelece a seguinte contabilização em seu item 6.3.5:

As variações positivas e negativas do preço da energia elétrica comprada da Itaipu Binacional e do seu respectivo transporte, seja em decorrência da variação cambial da moeda estrangeira à qual o preço esteja vinculado ou da base do respectivo preço, *deverão ser registradas nas subcontas 113.01.4.1 – Despesas Pagas Antecipadamente - Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A e 211.71.4.1 – Credores Diversos - Conta de Compensação de Variação de Custo da Parcela A, respectivamente em contrapartida das contas de resultado em que esses custos são geralmente alocados, devendo ainda ser classificados entre curto e longo prazos, de acordo com o respectivo prazo de realização.* [itálicos nossos].

Os valores relativos à variação cambial e os decorrentes de variação da base do preço deverão ser registrados em contas segregadas, como indicado no elenco de contas deste Manual.

Esse mesmo conceito e respectivo procedimento para registro aplica-se, também, para as diferenças de preço do Transporte de Energia pela Rede Básica da Compensação Financeira, pela Utilização de Recursos Hídricos e da Conta de Consumo de Combustível – CCC, devendo ser utilizadas as mesmas contas de ativo e passivo citadas neste item, sendo as respectivas contrapartidas, registradas no resultado, sob as contas que esses gastos são geralmente alocados.

Quando da amortização ou reversão dos valores registrados na subconta 113.01.4.1 – Despesas Pagas Antecipadamente - Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A e 211.71.4.1 – Credores Diversos - Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A, deverão ser utilizadas as mesmas contas de resultado nas quais esses gastos são geralmente alocados. [itálicos nossos].

Para fins de reajuste tarifário anual, as distribuidoras controlam o saldo real atualizado pela SELIC, contra o saldo estimado da CVA. A reposição, de maneira geral, ocorre de uma vez, ou seja, durante os doze meses subsequentes ao reajuste. Caso o saldo não seja recuperado em doze meses, o saldo remanescente é atualizado e repassado para o próximo ano. O controle é realizado pela concessionária e, anualmente, homologado pela ANEEL. Originalmente, as variações são registradas no ativo e passivo não circulante, sendo reclassificadas para o circulante quando de sua homologação pela ANEEL.

A “Parcela A” é composta por onze itens, com o controle e contabilização individualizados. A distribuidora pode contabilizar simultaneamente um saldo no ativo e outro no passivo, e os saldos não são compensados na apresentação no Balanço Patrimonial. No resultado, os valores são registrados nas suas respectivas despesas, e sua atualização, registrada no resultado financeiro.

Em tempos normais, a CVA é o único item regulatório a ser reconhecido e também o único que pode resultar no reconhecimento de um passivo regulatório. A CVA buscar refletir o mecanismo tarifário nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia por meio da aplicação do princípio da competência, ou seja, confrontar as receitas e suas respectivas despesas. Contudo, acaba por suavizar os resultados. Seu grande problema contábil é o de a CVA originar um direito de aumento na tarifa; porém, o consumo de energia não é garantido.

Reajuste tarifário diferido

A “Parcela B” é atualizada de maneira diferente nos reajustes anuais e na revisão tarifária, ocorrida a cada quatro anos. Nos reajustes anuais, essa parcela é apenas atualizada pelo IGP-M. Na revisão tarifária, a “Parcela B” é apurada integralmente.

Basicamente, a ANEEL apura, na revisão tarifária, o somatório da “Parcela A” com a “Parcela B” e divide pela estimativa de venda de energia. O resultado é a nova tarifa. Caso o aumento na tarifa seja muito superior à inflação anual, ocorre uma situação especial. O aumento na tarifa referente a “Parcela A” é repassado integralmente. Porém, o aumento da “Parcela B” não será concedido de uma vez só; será parcelado nos quatro anos seguintes, de maneira crescente.

Caso, todo aumento na “Parcela B” não seja recebido pela distribuidora durante o ciclo tarifário, o saldo remanescente é transferido para o próximo ciclo. Cabe destacar que o direito da distribuidora não é tão somente o aumento na tarifa, e sim, o valor a ser recebido, não existindo assim risco de demanda (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, 2009).

Acordo Geral do Setor Elétrico

O crescimento do consumo de energia está intimamente ligado ao crescimento econômico de uma região. As estimativas são projetadas, em grande parte, em linha com o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB).

O crescimento na demanda por energia requer investimentos em geração e transmissão. No Brasil, por muito tempo, esse crescimento não acompanhou o consumo. A principal fonte de geração de energia elétrica sempre foi e, continua sendo, a hidrelétrica. Essa fonte, mesmo sendo renovável, depende de seu combustível: a água. Entre 1998 e 2001, torna-se claro o risco do abastecimento, que vem crescendo ano a ano. Foi necessário que o governo admitisse o problema e tomasse as devidas providências, de maneira a evitar o apagão.

Em março de 2001, o governo cria a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), que tem como objetivo administrar a crise no abastecimento de energia elétrica e evitar interrupções no fornecimento de energia.³⁵ A CGE emitiu entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, data que se estabeleceu o fim do racionamento, cento e trinta e três Resoluções (Bardelin, 2004). As medidas forçaram o racionamento de energia, e obtiveram êxito, uma vez que não ocorreram apagões. Nesse período houve uma significativa queda no consumo de (média nacional de 23,4%). Segundo Bardelin (2004), a população, de maneira geral, reagiu bem e conseguiu cumprir as metas (julho/2001 - 55,8%). O período representou uma ruptura de paradigma no setor elétrico.

Devido ao racionamento e suas consequências, o setor elétrico sofreu um impacto muito forte. As geradoras e as distribuidoras tiveram um desequilíbrio financeiro. O governo teve que interferir, a fim de evitar um problema de liquidez e, consequentemente, a inadimplência generalizada no setor³⁶. A interferência governamental na demanda de energia reduziu a receita e a margem das geradoras, mas os gastos fixos e os encargos dos financiamentos continuaram (Instituto Brasileiro de Auditores Independentes, 2002).

As distribuidoras passaram por graves problemas de fluxo de caixa. A fim de reequilibrar a condição econômico-financeira, foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico³⁷, que previu a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), englobando:

- (i) Parte das perdas de receita das distribuidoras (na “Parcela A” durante o período de 1/1/2001 até 25/10/2001);
- (ii) Parte dos custos de aquisição de “energia livre” das geradoras (compras realizadas até dezembro de 2002);
- (iii) Aumento tarifário de 2,9% para consumidores residenciais (exceto os de baixa-renda), rurais, eletrointensivos e 7,9% para demais consumidores;
- (iv) Financiamento do BNDES de até 90% das perdas e custos para antecipar receitas;
- (v) Distribuidoras renunciam suas sobras de energia dos Contratos Iniciais; e,

³⁵ Medida Provisória nº 2.198/2001.

³⁶ O equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias é garantido pela Lei nº 8.666/1993, Lei nº 8.987/1995 e nos Contratos de Concessão.

³⁷ Lei 10.438/2002.

- (vi) Renúncia dos agentes a qualquer pretensão direito relativo às medidas do Programa de Racionamento.

Um ponto de destaque do acordo é o de que as perdas não foram arcadas pelo contribuinte, e sim pelos consumidores.

3.2 Contabilidade das Distribuidoras de Energia

3.2.1 Balanço regulatório

A ANEEL utiliza-se de informações contábeis em diversas funções regulatórias, por exemplo, na definição tarifária, ou mesmo, na apuração da CVA. Ela regula a contabilidade das concessionárias por meio do Manual de Contabilidade do Setor Público de Energia (MCSE).

A contabilidade das concessionárias de capital aberto também é regulada pela Lei das Sociedades por Ações (Lei 11.638/1976) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC). Quando a empresa for de capital aberto ou emissora de debêntures, pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As concessionárias devem se utilizar do MCSE naquilo que não contradiz as determinações da CVM, da Lei das S.A. e do CFC. Com o passar do tempo, dois assuntos resultaram em divergências: o prazo da amortização do ágio por expectativa de rentabilidade futura e o registro contábil dos valores provisórios da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) ³⁸.

Quando houve divergência no registro dos valores provisórios da energia comercializada no MAE, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) requisitou um parecer a respeito do assunto (Ganin, 2011). O jurista, autor do parecer, Doutor José Luiz Bulhões Pedreira, é um dos autores da Lei das Sociedades Anônimas. O parecer concluiu que as distribuidoras deveriam se utilizar de “livros auxiliares” na prestação de informações para uso da ANEEL. Assim, não deveriam alterar seus registros comerciais.

³⁸ A CVM determinava a amortização do ágio por expectativa de rentabilidade futura em dez anos, enquanto o MCSE, durante o prazo da concessão. A CVM não aceitava a contabilização dos valores provisórios referentes à energia comercializada no MAE, enquanto o MCSE obrigava o registro.

O direito de utilização de “livros auxiliares” é previsto no §2 do art. 177 da Lei nº 6.404/1976:

A companhia observará *exclusivamente em livros ou registros auxiliares*, sem qualquer modificação da escrituração mercantil e das demonstrações reguladas nesta Lei, as disposições da lei tributária, ou *de legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto, que prescrevam, conduzam ou incentivem* a utilização de métodos ou critérios contábeis diferentes ou determinem registros, lançamentos ou ajustes ou a elaboração de outras demonstrações financeiras [itálicos nossos]³⁹.

Percebe-se que, quando da elaboração da Lei das Sociedades Anônimas (1976), já era prevista a necessidade da adoção de práticas contábeis divergentes, para finalidades especiais. Porém, a ANEEL, na época, ainda DNAEE, não se interessou em utilizar esses registros⁴⁰. Contudo, em 2010, frente às novas regras de contabilidade, convergentes aos padrões internacionais, decidiu pela adoção de uma contabilidade regulatória e por meio da Resolução Normativa nº 396/2010, institui as Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR). A ANEEL passa a requerer demonstrações contábeis adicionais as societárias. Sua obrigatoriedade é justificada na mesma Resolução Normativa:

A necessidade de divulgar à sociedade um conjunto de informações que *representem adequadamente a situação econômico-financeira* das concessionárias e permissionárias de serviço público de transmissão e de distribuição de energia elétrica em *consonância com o arcabouço legal regulatório tarifário*, em um modelo que permita a *apresentação da realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência*, especificamente relacionado ao processo de *confrontação das despesas com as receitas* entre os períodos contábeis;

A *necessidade de manutenção das informações contábeis referentes à composição dos ativos vinculados à concessão, permissão e autorização de energia elétrica, sujeitos à reversão*, para fins de atendimento às atividades de fiscalização e prestações de informações dos investimentos no setor elétrico, face às eminentes alterações propostas com vistas à convergência das práticas contábeis brasileira às normas internacionais de contabilidade, aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC. [itálicos nossos]

Conforme exposto, a ANEEL justifica a criação da contabilidade regulatória para suprir suas necessidades quanto a:

- (i) Representação adequada da composição tarifária e efetiva remuneração; e,
- (ii) Controle dos ativos vinculados à concessão, sujeitos à reversão ao final do contrato de concessão.

³⁹ Esse artigo foi alterado, sem mudar o sentido, com a Lei 11. 941/2009.

⁴⁰ O FISCO utiliza o Livro de Apuração do Lucro Real (LALUR) como “livro auxiliar” na determinação do Lucro Real com base no Lucro Líquido. Dessa maneira, os ajustes tributários não impactam o lucro líquido.

Segundo a visão da ANEEL, as demonstrações contábeis de acordo com as IFRS, bem como pelas normas societárias anteriores, não refletem adequadamente os ativos remuneráveis por meio da tarifa. O lucro não reflete adequadamente o resultado esperado frente à regulamentação tarifária.

Silva (2011) apresenta alguns objetivos das DCR:

- (i) Formação da base tarifária: *performance* empresarial dos custos gerenciáveis, controle dos custos não gerenciáveis e controle entre modicidade tarifária e serviços prestados;
- (ii) Controle de bens reversíveis: inventário de bens, valorização, política de capitalização e controle da vida útil; e,
- (iii) Base para avaliação do equilíbrio econômico-financeiro: adequação do retorno do capital e manutenção da atividade empresarial do setor.

Silva (2011) ressalta que o foco das DCR é “verificar se o empresário [*sic*] independente da cotação de mercado tem condições de realizar os ativos e se os encargos contratados [*sic*] seriam suportáveis pela tarifa [*sic*] independente da mensuração a mercado na data do balanço.” Ainda segundo o mesmo autor, o interesse dos reguladores e investidores é diferente. O investidor avalia o ativo da concessionária na data da avaliação. O regulador não tem interesse em flutuações de mercado, e sim em sua efetiva realização.

A ANEEL não se posiciona contrariamente à adoção das IFRS; apenas, não acata a nova contabilização da infraestrutura das concessionárias e a baixa dos itens regulatórios⁴¹.

Quanto aos itens regulatórios, a DCR não altera sua contabilização, mantendo-os como eram antes da adoção das IFRS. Segundo estimativa da ABRADÉE, com a adoção das IFRS, foram eliminados dos balanços das distribuidoras, US\$ 2,4 bilhões e US\$ 1 bilhão em ativos e passivos regulatórios, respectivamente.

O reconhecimento e a mensuração dos ativos vinculados à concessão foram modificados. Societariamente, passa a existir “receita de construção”, procedimento não

⁴¹Também não aceita a contabilização das concessões como arrendamento mercantil.

aceito pela ANEEL. A infraestrutura no balanço societário é reconhecida como intangível (representando um direito de cobrar), ativo financeiro (direito à reversão) ou ambos.

No caso específico das distribuidoras, se reconhece um ativo intangível, pela recuperação por meio das tarifas, e, concomitantemente, um ativo financeiro, que representa o direito de indenização dos ativos vinculados e não amortizados ao final do prazo da concessão. Na DCR, a infraestrutura continua a integrar o Ativo Imobilizado, agora, mensurada pelo Valor Novo de Reposição (VNR).

A cada novo ciclo de revisão tarifária, as distribuidoras de energia realizarão uma reavaliação regulatória compulsória, com contrapartida líquida de tributos no patrimônio líquido, a título de “reserva de reavaliação”. Anualmente, o saldo é ajustado pela depreciação regulatória, adições e baixas, e, conseqüentemente, o imposto diferido é realizado.

A ANEEL é um órgão regulador, tem funções específicas e precisa de certas informações para exercer adequadamente suas obrigações. As demonstrações financeiras societárias são insatisfatórias frente a suas atribuições e não permitem o adequado entendimento do resultado da atividade outorgada.

Vale registrar que as necessidades da contabilidade regulatória não é uma consequência exclusiva da adoção das IFRS. A adoção apenas agravou a assimetria informacional para com o órgão regulador.

As DCR deverão ser auditadas pela mesma firma de auditoria que auditar as demonstrações contábeis societárias. Finalmente, no art. 13 da Resolução Normativa nº 396/2010, é garantida a remuneração dos custos de implementação e auditoria das DCR no próximo processo de revisão tarifária. Desta maneira, os gastos com a preparação dessas demonstrações foram registrados, no âmbito regulatório, como um “ativo regulatório”. Elas já foram elaboradas para dois exercícios (2010 e 2011). Todavia, existe uma grande diferença entre elas: as DCR, para o exercício de 2010, não consideravam o VNR na mensuração da infraestrutura.

Silva (2011) apresenta a diferença da receita bruta, geração de caixa (EBITDA) e do lucro líquido, pelas regras societárias, e as regulatórias para o exercício de 2011.

Receita bruta⁴²**Tabela 1 – Receita Bruta (DRC x DCS)**

Empresa	Regulatória	Societária	Diferença	Percentual
Coelba	2.949	3.322	362	12,2%
Celesc-D	3.003	3.127	124	4,1%
CPFL Paulista	3.827	4.073	246	6,4%
Copel-D	4.193	4.462	269	6,4%
Light	4.757	5.034	277	5,8%
Cemig-D	5.432	6.284	852	15,7%
Eletropaulo	7.034	7.466	432	6,1%

Fonte: Silva (2011)**Geração de caixa (EBITDA)**⁴³**Tabela 2 - EBITDA (DRC x DCS)**

Empresa	Regulatória	Societária	Diferença	Percentual
Coelba	703	674	(29)	(4,1)%
Celesc-D	211	314	102	48,5%
CPFL Paulista	521	556	35	6,8%
Copel-D	308	394	86	27,8%
Light	492	552	60	12,2%
Cemig-D	757	787	30	4,0%
Eletropaulo	858	1.074	216	25,1%

Fonte: Silva (2011)⁴²Ajustes: receita de construção e itens regulatórios.⁴³Ajustes: margem de construção, itens regulatórios e despesas de reposição/substituição de AIS.

Lucro líquido⁴⁴**Tabela 3 - Lucro líquido (DCR x DCS)**

Empresa	Regulatória	Societária	Diferença	Percentual
Coelba	414	408	(5)	(1,3)%
Celesc-D	116	176	60	52,3%
CPFL Paulista	269	305	36	13,3%
Copel-D	128	291	163	127,8%
Light	118	158	39	33,3%
Cemig-D	217	313	96	44,2%
Eletropaulo	370	537	167	45,3

Fonte: Silva (2011)

Pesquisando os efeitos das DCR para o exercício de 2010 (período comparativo de 2009), Suzart, Souza, Carvalho, Riva e Martins (2012) testaram se o lucro líquido, ativo total e patrimônio líquido total são estatisticamente diferentes. Os autores não segregaram as empresas por setor de atuação, ou seja, a amostra contém geradoras, transmissoras e distribuidoras. Os resultados demonstraram que as DCR apresentaram um lucro líquido inferior. O ativo total e o patrimônio líquido se mostraram estatisticamente iguais.

Ao replicar o teste anterior para o exercício de 2011, nas trinta e três maiores distribuidoras em termos de volume de energia comercializada⁴⁵, tem-se os seguintes resultados:

⁴⁴Ajustes: substituição da despesa de depreciação pela amortização do intangível, inclusão da receita financeira, do ativo financeiro e dos efeitos tributários dos itens anteriores.

⁴⁵ O “%” se refere a diferença média entre as demonstrações contábeis regulatórias para as societárias (ie.um valor negativo significa que o lucro regulatório é inferior ao societário).A determinação do teste de média de amostras pareadas depende da presença ou não de normalidade nas amostras. Nenhuma amostra apresentou normalidade de acordo com o teste de Shapiro-Wilk (teste apropriado para amostras com menos de 30 observações). Devido à ausência de normalidade em todas as amostras se optou pelo o teste de média não paramétrico de Wilcoxon. Não foi possível obter as demonstrações contábeis regulatórias de todas as empresas, sendo efetivamente utiliza 20 distribuidoras.

Tabela 4 - DCR x DCS

Tabela 4 - DCR x DCS						
		<u>2011</u>		<u>2010</u>		
		<u>Teste de média</u>			<u>Teste de média</u>	
	%	t / Z	p-value	%	t / Z	p-value
Lucro líquido	(22,20)	(4,015)	0,000	(5,07)	(2,416)	0,016
Ativo total	5,16	(2,450)	0,014	3,29	(0,087)	0,931
PL total	3,83 ⁴⁶	(0,330)	0,741	6,06	(0,817)	0,414

Fonte: o autor

Segundo a Tabela 4, usando um nível de significância de 0,05, os lucros líquidos de 2011 e 2010 são diferentes, bem como o ativo total de 2011 ($p\text{-value} < \alpha = 0,05$). O lucro regulatório em ambos os exercícios é inferior ao societário. Já o ativo total regulatório em 2008 é superior. O patrimônio líquido de ambos os exercícios são estatisticamente iguais ($p\text{-value} > \alpha = 0,05$). As diferenças são sustentadas pela contabilização dos itens regulatórios, bem como a reavaliação do ativo elétrico pelo VNR e sua respectiva despesa de depreciação. O fato de o lucro regulatório ser inferior em ambos os anos, está em linha com os resultados de Suzart et al.

3.2.2 Adoção das Normas Internacionais de Contabilidade

As Normas Internacionais de Contabilidade, denominadas *International Financial Reporting Standards*, são emitidas pelo IASB, um órgão de direito privado, cujo objetivo é emitir normas “internacionais” de contabilidade. É formado por representantes das partes interessadas, como reguladores, preparadores, auditores e academia de diversos países. A composição almeja aumentar a representação e participação dos interessados no IASB.

O IASB foi criado no ano de 1973, em resposta à criação do FASB, órgão que emite as normas contábeis norte-americanas⁴⁷. Muitos países, principalmente os europeus, não queriam que essas normas se tornassem o padrão mundial. Eles sentiam que vossos mercados

⁴⁶Foi retirada a CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A-, cuja alteração no patrimônio foi de 1.274%. Se considerar essa empresa, a diferença se amplia para (57,04)%.

⁴⁷ Até 1973, as normas de contabilidade norte-americanas eram emitidas pelo órgão de classe dos contadores, o AICPA e, podiam ser rejeitas pela SEC. Contudo, começou a ser questionada a existência de endogenismo normativo (Martins, Martins & Martins., 2007). Ou seja, a normatização era afetada pelos interesses dos contadores e seus contratantes.

financeiros estavam mais exigentes quanto à necessidade de informações contábeis e financeiras (Martins, Martins & Martins, 2007). Por muito tempo, o então *International Accounting Standard Committee* (IASC), precursor do IASB, emitia normas que eram apenas utilizadas por um número insignificante de jurisdições, como o Uruguai.

Segundo Martins et al (2007), o IASC buscava produzir normas que permitissem uma ampla gama de alternativas contábeis, angariando simpatizantes. Com o tempo começam a aceitar somente dois tratamentos, o *benchmark* e o alternativo. Nos últimos anos, se evita prescrever tratamentos alternativos.

O primeiro passo do IASC, rumo a uma aceitação mundial, veio com o suporte da *International Organization of Securities Commission* (IOSCO)⁴⁸ junto aos seus associados. O acordo foi assinado em 1995. O IASC foi renomeado para IASB em 2001. Posteriormente, em 2002, conseguiu dois grandes êxitos:

- i) *EU Accounting Directives*: Obriga a adoção das IFRS para as demonstrações financeiras consolidadas das companhias da União Europeia, com ações ou títulos de dívidas negociados em Bolsa.
- ii) *Norwalk Agreement*: Acordo assinado entre o IASB e o FASB, que busca identificar as diferenças mais significativas entre suas práticas contábeis. Foi criada uma agenda alinhada, definindo *short-term convergence* (projetos prioritários) e *other joint projects*⁴⁹ com menos prioridade.

As normas contábeis emitidas pelo IASB não objetivam um usuário em específico (como o Fisco ou os órgãos reguladores), tendo um viés para os acionistas não controladores e os credores. Em outras palavras, são demonstrações de propósito geral, e não específico.

As IFRS são em sua maioria *principles oriented* (baseadas em princípios), e não em *rules oriented*⁵⁰ (regras). Normas contábeis baseadas em regras criam chances de

⁴⁸ A IOSCO agrega as Comissões de Valores Mobiliários de mais de 100 países. Tendo o objetivo de promover uma regulação de alta qualidade, O IOSCO exigiu do IASC a revisão de trinta *International Accounting Standards* - IAS (tradução livre: normas internacionais de contabilidade).

⁴⁹ Em 2007, a SEC permitiu que as companhias estrangeiras listadas em Bolsas norte-americanas arquivassem suas demonstrações financeiras em IFRS, apenas apresentando uma conciliação com o USGAAP.

⁵⁰ Existem exceções como as normas relativas aos instrumentos financeiros.

manipulações “legais”. A história comprova que as maiores fraudes contábeis aconteceram em mercados com muitas regras (Martins, Diniz & Miranda, 2012). As IFRS prezam a essência econômica das transações. Essa primazia gerou a expressão *accounting follows economics*.

Um dos maiores exemplos desta primazia pode ser encontrado no item 19 do CPC 28 (Apresentação das Demonstrações Contábeis). Ele trata de um conceito conhecido como *true and fair override*. Segue seu item 19:

Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC *conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo* das demonstrações contábeis estabelecido na Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro, *a entidade não aplicará esse requisito* e seguirá o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de vista legal e regulatório. [itálicos nossos]

Dessa maneira, se for entendido que o tratamento oficial prescrito pelas IFRS não refletir a essência econômica da transação e, mesmo assim o tratamento for utilizado, não se pode afirmar que as demonstrações financeiras estão de acordo com as IFRS. Faz-se obrigatória a utilização de um tratamento coerente e divulgação do efeito financeiro.

Atualmente, as IFRS são adotadas em mais de cem países. Porém, alguns dos grandes atores do mercado financeiro internacional não as utilizam, mas estão em vias da adoção (Estados Unidos e Japão), ou, substancialmente convergidos (China). No caso brasileiro, o divisor de águas para a adoção foi o Projeto de Lei nº 3.741/2000, transformado na Lei nº 11.638/2007, que colocou o Brasil no caminho das IFRS, retirando os maiores obstáculos.

As leis nº 11.638/2007 e 11.941/2009 alteraram a Lei das Sociedades Anônimas. Antes desse marco, as regulamentações da CMV, CFC, IBRACON já se aproximavam ao máximo das normas internacionais, dada as amarras da Lei das Sociedades Anônimas.

A criação do CPC, por meio da Resolução nº 1.055/2005, emitida pelo CFC, foi de extrema importância. Essa Resolução tem a seguinte função:

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. (Art. 3º. Cap. II) [itálicos nossos]

O CPC é composto pelas seguintes entidades:

- (i) Associação Brasileira das Empresas Abertas (ABRASCA);
- (ii) Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (APIMEC NACIONAL);
- (iii) Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA S.A.);
- (iv) Conselho Federal de Contabilidade (CFC);
- (v) Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON); e.
- (vi) Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI).

É de suma importância entender que o CPC não tem status de regulador. Então, seus denominados “Pronunciamentos Técnicos” não têm poder legal, necessitando serem adotados pelos órgãos reguladores competentes, adquirindo o título de “normas”.

No caso da ANEEL, precisa-se compreender a dinâmica da convergência no Brasil. Diferente de outras jurisdições, no Brasil, a convergência ocorreu em duas etapas. Como a Lei nº 11.638/2007, foi aprovada ainda em 2007, mesmo que no dia 27 de dezembro. Em 2008 foi necessária a emissão de normas que, pelo menos, regulassem os impactos diretos da lei.

Seguem os principais tópicos da referida lei:

- (i) Obrigação da preparação de demonstrações financeiras auditadas para as empresas de grande porte (faturamento superior a R\$ 300 milhões ou ativo total superior a R\$ 240 milhões). Nota-se que não é mencionada a obrigatoriedade da publicação.
- (ii) Eliminação da obrigatoriedade de elaboração da Demonstração de Origens e Aplicação de Recursos (DOAR). Em seu lugar, ficou mandatória a elaboração da Demonstração dos Fluxos de Caixa (DFC) ⁵¹.

⁵¹ A ANEEL já obrigava a divulgação da Demonstração dos Fluxos de Caixa e ainda requeria a divulgação do Balanço Social e Demonstração do Valor Adicionado. A DFC não é obrigatória para empresas com Patrimônio Líquido inferior a R\$ 2 milhões.

- (iii) Para as empresas de capital aberto, é obrigatória a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado (DVA).
- (iv) Segregação da contabilidade fiscal, ou seja, os efeitos da convergência terão neutralidade fiscal.
- (v) Obrigatoriedade de convergência às normas internacionais de contabilidade.
- (vi) Proibição de novas reavaliações. Foi dada a opção do estorno ou manutenção do saldo existente até a futura realização⁵².
- (vii) Proibição de manutenção de saldo na conta de Lucros Acumulados, posteriormente à distribuição dos lucros. A conta de Prejuízos Acumulados pode ser mantida.
- (viii) Criação do Ativo Intangível.
- (ix) A Lei nº 11.941/2009 eliminou o Ativo Diferido, mas permitiu a manutenção de saldo, cuja reclassificação não tenha sido possível. Esse resíduo deve continuar sendo amortizado normalmente⁵³.
- (x) Inclusão no Ativo Imobilizado dos bens decorrentes de operações que transfiram à companhia os benefícios, riscos e controle dos bens, sem transferir a propriedade, como é o caso dos arrendamentos mercantis financeiros.
- (xi) Criação da conta de Ajuste de Avaliação Patrimonial dentro do Patrimônio Líquido. São exemplos de valores registrados nessa conta: as diferenças de avaliação ao valor justo de ativos financeiros classificados com disponíveis para venda, efeito de *hedge* de fluxo de caixa, ganhos e perdas atuarias (ie. as remensurações) e variação cambial de investimentos no exterior.
- (xii) Alteração da base de mensuração de ativos financeiros mantidos para negociação ou venda. Estes devem ser mensurados pelo respectivo valor justo.
- (xiii) Ajuste ao valor presente de itens classificados não circulantes e dos circulantes, se relevante.
- (xiv) Obrigação de realização de teste de *impairment* (recuperabilidade econômica) do Ativo Imobilizado, Intangível e Diferido.
- (xv) Operações societárias entre partes independentes devem ser realizadas por valores de mercado.

⁵² A maioria das distribuidoras tinha saldo relevante na reserva de reavaliação. Muitas realizaram duas reavaliações, sendo uma delas aceita para fins de determinação tarifária. A maioria das distribuidoras optou por baixar a reavaliação.

⁵³ A manutenção do Ativo Diferido e obrigatoriedade de realização de Equivalência Patrimonial para investimentos em controladas são as maiores divergências para as IFRS.

(xvi) Definição com base em princípios para avaliação de controle e influência significativa, para fins de determinação de controladas e coligadas, respectivamente. Não existe mais o conceito de investimento relevante.

(xvii) Subvenções devem transitar pelo resultado, não sendo mais possível o reconhecimento diretamente no Patrimônio Líquido como Reserva de Capital. Após transitar pelo resultado, pode-se criar uma Reserva de Lucro, e não oferecer os valores para tributação e distribuição de dividendos.

A fim de atender as novas exigências contábeis, o CPC optou por emitir, em 2008, apenas catorze Pronunciamentos Técnicos; o restante seria emitido durante 2009. A ANEEL, por meio do Despacho nº 4.796/2.008, homologa todos os Pronunciamentos Técnicos emitidos em 2008.

As alterações tiveram efeitos nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, contudo, não foram expressivos. Os três assuntos que tiveram maior impacto foram a contabilização de arrendamentos mercantis, o custo de transação de instrumentos financeiros e a contabilização dos instrumentos financeiros derivativos.

Contabilização de arrendamento mercantil

Anteriormente ao CPC 06 (Operações de Arrendamento Mercantil), todos os arrendamentos mercantis eram contabilizados da mesma maneira, como um aluguel, por exemplo. Ou seja, era reconhecido no resultado, praticamente, por regime de caixa. Não existia saldo patrimonial referente a essas operações, fosse no ativo ou passivo do arrendatário.

Com a alteração da definição de ativo imobilizado introduzida pela Lei nº11.638/2007, no Item IV. do art. 179, alguns arrendamentos devem compor o ativo imobilizado:

no ativo imobilizado: os direitos que tenham por objeto bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da companhia ou da empresa ou exercidos com essa finalidade, *inclusive os decorrentes de operações que transfiram à companhia os benefícios, riscos e controle desses bens.* [itálicos nossos]

As operações de arrendamento devem ser segregadas entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. Os arrendamentos financeiros são aqueles em que há transferência substancial dos riscos e benefícios inerentes à propriedade do ativo. Em outras palavras, na essência se tratam aquisições financiadas. Os outros arrendamentos são considerados como operacionais, sendo contabilizados como aluguel.

Alguns indicativos podem ser observados na análise da classificação do arrendamento mercantil, como a transferência do ativo ao final do contrato, sem custo ou por um valor simbólico, ou mesmo o prazo do arrendamento igual à vida útil do bem.

Os arrendamentos mercantis financeiros devem ser contabilizados como uma “compra financiada”, ou seja, no momento inicial se reconhece o ativo e a dívida. Subsequentemente, o ativo é depreciado, e o passivo financeiro resulta em despesa financeira, como qualquer outra dívida⁵⁴.

As distribuidoras de energia possuem ativos obtidos por meio de arrendamentos mercantis financeiros e, dessa maneira, foram obrigadas a reconhecê-los, assim como a respectiva dívida. O resultado também sofreu impacto devido ao reconhecimento da depreciação e da despesa financeira, em vez da despesa com aluguel.

A ANEEL impôs uma restrição quanto ao reconhecimento de arrendamentos financeiros relacionados aos ativos vinculados à outorga. Segundo o Ofício-Circular nº 2.775/08-SFF/ANEEL, a agência entende que o CPC 06 não se aplica às instalações decorrentes dos contratos de conexão.

Custos de transação de instrumentos financeiros

O CPC 08 (Custos de Transação e Prêmio na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários) alterou o reconhecimento dos custos de transação relacionados aos instrumentos financeiros, sejam ativos ou passivos financeiros.

⁵⁴ O ativo e o passivo referente a um arrendamento mercantil são reconhecidos pelo menor valor, entre o valor justo do ativo arrendado, ou o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento. Subsequentemente, o passivo é tratado como os outros passivos financeiros, e o ativo, depreciado pelo menor prazo entre a vida útil do ativo e o prazo do contrato.

Custos de transação são aqueles gastos diretamente atribuíveis à emissão ou aquisição de instrumentos financeiros. Representam despesas que não seriam incorridas caso a transação não existisse. Alguns exemplos são elencados no item 4 do CPC 08:

- (i) Gastos com elaboração de prospectos e relatórios;
- (ii) Remuneração de serviços profissionais de terceiros, como advogados, consultores, profissionais de bancos de investimento, corretores, entre outros;
- (iii) Gastos com publicidade, como *road-show*;
- (iv) Taxas e comissões; e,
- (v) Custos de transferência e custo de registro.

Anteriormente ao CPC 08, esses custos eram reconhecidos como despesas quando de sua ocorrência. Posteriormente, começaram a integrar o valor contábil do instrumento financeiro, que passa a ser reconhecido pelo seu valor líquido de custos de transação e eventuais prêmios ou descontos. Consequentemente, os custos de transação são reconhecidos no resultado, juntamente com a despesa/receita financeira durante a vida do instrumento financeiro.

O resultado financeiro não mais se baseia na taxa de juros contratual, e sim na taxa efetiva de juros (TEJ) do instrumento financeiro.

A TEJ é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa esperados durante a vida do instrumento financeiro. Ou seja, representa a Taxa Interna de Retorno (TIR) do instrumento. Dessa maneira, a TEJ dos passivos financeiros tende a ser superior à taxa de juros contratual, e os ativos financeiros, por sua vez, normalmente, apresentam uma TEJ inferior à taxa de juros contratual.

Devido à natureza da atividade de distribuição de energia, principalmente a expansão do serviço, são requeridos vultosos recursos financeiros. Os recursos, em grande parte, são levantados junto a terceiros, por meio de operações de capital de giro, financiamentos, debêntures, *notes*, *bonds*, operações de arrendamento, entre outras. Essas operações são acompanhadas de custos de transação relevantes. Com a mudança da política contábil, por

consequência, a dívida de muitas das distribuidoras reduziu-se, mas a despesa financeira aumentou.

Instrumentos financeiros derivativos

Outra grande alteração emanada da Lei nº 11.638/2007 foi a obrigatoriedade de mensuração dos instrumentos derivativos pelo seu valor justo com contrapartida no resultado. Instrumentos financeiros derivativos são definidos pelo CPC 38 (Instrumentos Financeiros, Reconhecimento e Mensuração), como sendo instrumentos financeiros: (i) cujo valor se altera em resposta a alterações no seu ativo subjacente (cotação de moeda, índice, taxa de juros, entre outros); (ii) desembolso inicial nulo ou irrelevante; e (iii) a liquidação ocorrerá em uma data futura.

Recentemente, o IASB e o FASB emitiram conjuntamente um pronunciamento somente sobre valor justo, este não amplia seu uso. Do lado do IASB, essa norma é denominada IFRS 14 (*Fair Value Measurement*, 2011) e, define valor justo como o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago para transferir um passivo em uma transação ordinária entre participantes do mercado na data de mensuração⁵⁵. Dessa maneira, o valor justo é o preço corrente de saída. No caso dos derivativos, de maneira geral, utilizam-se modelos de precificação para chegar a um preço hipotético de negociação.

O instrumento derivativo mais comum nos balanços das distribuidoras de energia é o *swap*⁵⁶. De maneira geral, esses instrumentos visam proteger o risco cambial de dívidas em moeda estrangeira ou trocar o indexador de dívidas.

Durante 2009, o CPC emitiu os Pronunciamentos Técnicos e Interpretações restantes. A ANEEL emitiu o Despacho 4.722/2009, homologando dezessete CPCs. O restante ainda não foi aprovado. Apenas dois tópicos impactaram mais significativamente as distribuidoras de energia: a capitalização de custos no ativo imobilizado, em específico os custos de empréstimos e despesas administrativas, e a contabilização da proposta de dividendos.

⁵⁵ Original: *the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date.*

⁵⁶ “Acordos para a troca futura de fluxos de caixa, de acordo com uma fórmula pré-estabelecida que, na essência, funcionam como uma carteira de contratos a termo” (Hull, 1996).

Capitalização de gastos no Ativo Imobilizado

A ANEEL permitia que as distribuidoras de energia capitalizassem no seu imobilizado até 10% do valor contábil do ativo em construção com contrapartida, reduzindo as despesas administrativas (limitando a despesa incorrida no período). Por sua vez, as IFRS proíbem a capitalização de despesas administrativas, seja no ativo imobilizado, intangível, ou mesmo, no estoque. Esses gastos não são diretamente relacionados com a colocação do ativo nas condições pretendidas pela administração.

A construção da infraestrutura das distribuidoras é financiada por três fontes de capital:

- (i) Terceiros;
- (ii) Próprio; e,
- (iii) Governo.

A última fonte, conforme já mencionado, são as chamadas “obrigações especiais”. Esses valores não fazem parte do custo e nem na BRL das distribuidoras. Por algum tempo, a ANEEL permitia a capitalização de custos relacionados ao capital próprio, o chamado Juros sobre Obras em Andamento (JOA). Essa capitalização era permitida pela Lei das Sociedades Anônimas, em determinadas situações.⁵⁷ As IFRS não permitem a contabilização de custo de oportunidade.

Existem dois tipos de capital de terceiros:

- (i) Empréstimos específicos: Constituem os financiamentos “marcados”, ou seja, com destino específico, que são usuais dentro do setor elétrico. Por muitas vezes, são realizados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e Eletrobrás.

⁵⁷De acordo com Martins et al. (2012), era permitido o reconhecimento de custo de oportunidade na fase pré-operacional. Todavia, apenas as empresas de energia, telefonia e saneamento utilizavam-no, para ter direito a tarifas mais elevadas.

- (ii) Empréstimos genéricos: Constituem as captações que não têm um uso em específico, como os empréstimos destinados ao capital de giro.

De maneira geral, os empréstimos genéricos apresentam custo superior e prazos inferiores em relação aos empréstimos específicos. Os custos relacionados a empréstimos específicos sempre foram capitalizados no ativo imobilizado. Compreendem os juros da dívida, eventual variação cambial e resultado de derivativos contratados para fins de proteção da dívida, ou seja, o resultado do *hedge* da dívida.

Os custos de empréstimos genéricos nunca foram passíveis de capitalização, segundo as regras da ANEEL. Por outro lado, as IFRS obrigam sua capitalização. Então, face a essa divergência, a ANEEL acatou o procedimento. Com a homologação do CPC 20 (Custos de empréstimos), fica permitida a capitalização, na razão do valor contábil dos ativos não financiados por empréstimos específicos, pela taxa média ponderada dos empréstimos genéricos. A capitalização é condicionada à recuperabilidade do valor contábil do ativo. O MCSE (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010, p. 46) elenca limitações:

Os juros, as variações monetárias e os demais encargos financeiros incidentes sobre o capital de terceiros aplicado em obras ainda em andamento e as receitas auferidas com esses recursos, contabilizados no grupo 63 - Resultado Operacional Financeiro, serão transferidos para as respectivas obras no Ativo Imobilizado em Curso, quando demonstrado a sua recuperação e os futuros benefícios econômicos, mediante a utilização das subcontas 631.0X.9 e 635.0X.9 - (-) Transferências para Imobilizações em Curso. A aplicação deste procedimento para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica deverá observar o limite do custo médio ponderado de capital e prazos de construção estabelecidos na norma regulatória de Revisão Tarifária. [itálicos nossos]

O montante a ser capitalizado está limitado ao valor da despesa financeira incorrida no período de construção e ou taxa de remuneração do custo médio ponderado de capital e prazo de construção estabelecido na norma regulatória de Revisão Tarifária, dos dois o menor. [itálicos nossos]

Os encargos financeiros de que trata essa instrução não deverão ser apropriados ao custo das obras no período de sua eventual paralisação e de alocação de custos retardatários.

Com base no procedimento estabelecido no MCSE, pode-se observar que o limite é a despesa financeira dos empréstimos genéricos ou a taxa média ponderada pelo saldo do ativo; entre eles, o menor. Contudo, ressalva-se que a taxa média ponderada não pode ser superior

ao WACC regulatório, e a capitalização só pode ocorrer dentro do limite de prazo de construção imposto pela ANEEL⁵⁸.

Contabilização da proposta de distribuição de dividendos

O período entre a data de fechamento das demonstrações financeiras (31 de dezembro) e a data de autorização para sua emissão é conhecido como período subsequente. Os eventos ocorridos durante esse período são segregados entre aqueles que geram ajustes e aqueles que não geram ajuste. A diferença entre ambos é simples, basta responder a seguinte pergunta: *o motivo do evento em questão existia antes da data de fechamento do balanço?* A divergência surgiu quanto à contabilização da proposta de dividendos. A dúvida seria: qual a obrigação legal da companhia na data do fechamento? No Brasil, a proposta de pagamento de dividendos é feita pelos administradores, sendo esta sempre provisionada integralmente no passivo circulante. Todavia, o CPC 25 (eventos subsequentes) e a ICPC 08 (contabilização de proposta de dividendos) entendem que a única obrigação da companhia, na data de fechamento, é o pagamento do dividendo mínimo obrigatório⁵⁹. Dessa maneira, as companhias devem provisionar no passivo circulante os dividendos mínimos obrigatórios e, em conta separada, dentro do patrimônio líquido, o adicional.

Em apenas dois aspectos, a ANEEL não acatou as IFRS, e esses pontos causaram uma grande divergência entre as demonstrações societárias e as regulatórias. Os pontos são: a contabilização da infraestrutura da concessão e dos itens regulatórios. A primeira é regulada pela ICPC 01 (Contratos de Concessão), OCPC 05 (Orientação de Contrato de Concessões) e pela ICPC 17 (Contratos de Concessão: Evidenciação). Já a contabilização de itens regulatórios não é tratada em nenhum normativo específico. Sua divergência vem dos conceitos de ativo e passivo, emanados da Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação do Relatório Contábil-Financeiro. Segundo o entendimento de alguns, os itens regulatórios não atendem a essas definições; assim, não podem ser reconhecidos.

⁵⁸Para fins de determinação da BRL, cada tipo de ativo tem um prazo máximo de construção, no qual a capitalização de encargos financeiros é permitida.

⁵⁹A Assembleia Geral Ordinária (AGO) aprova a proposta de pagamento de dividendos e tem o poder de cancelá-los; inclusive postergar o pagamento mínimo em determinadas situações.

Contabilização dos ativos vinculados à concessão

A ICPC 01 representa uma tradução da IFRIC 12 (*Services Concessions Arrangements*). No Brasil, sua adoção gerou muitas discussões, e a ANEEL não aceitou a utilização para fins regulatórios. Iniciando uma apresentação sobre a ICPC 01 e suas implicações, é preciso entender se as concessões do setor elétrico - geração, transmissão e distribuição - estão dentro do seu escopo. Para a ICPC 01 ser aplicável a uma concessão, o seu item 5 requer que as seguintes condições sejam atendidas:

- (i) O poder concedente controla ou regulamenta, quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e,
- (ii) O poder concedente controla - por meio de titularidade, usufruto ou de outra forma - qualquer participação residual significativa na infraestrutura no final do prazo da concessão.

De acordo com o OCPC 05, a condição (a) está relacionada ao controle sobre as tarifas. Segundo a Lei nº 8.987/1995, a Lei das Concessões, o controle em maior ou menor grau é uma prerrogativa do poder concedente. A condição (b) é atendida para a grande maioria das concessões no Brasil; não somente às pertencentes ao setor elétrico. Segundo a mesma lei, a reversão existe em todas as concessões, seja com ou sem indenização.

No setor elétrico, a maioria das concessões se enquadra no escopo da ICPC 01. Apenas geradoras anteriores ao marco regulatório de 2003 estão fora⁶⁰. No caso das distribuidoras de energia, ambas as condições são atendidas (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, OCPC 05, 2010, Itens 64 e 65):

- Condição (a): (i) os contratos definem a área geográfica de atuação (atividade com pouca competitividade); (ii) os consumidores devem ser sempre atendidos

⁶⁰ Os contratos de concessão assinados antes de 2003 eram Contratos de Uso do Bem Público (UBP). O regime de exploração era para produção independente de energia (PIE), onde os processos de leilão eram realizados através da oferta do maior valor pela UBP (concessão onerosa). Já os contratos assinados a partir de 2004 passam por processo de leilão reverso (menor preço) e ainda obrigam a concessionária a comercializar no mínimo 70% da energia para o mercado cativo. Devido a essas características, esses contratos estão dentro do escopo da ICPC 01.

(universalidade - característica inerente ao serviço público); (iii) mecanismo tarifário de *price-cap*.

- Condição (b): Os ativos vinculados à concessão são reversíveis, com direito a indenização ao final do contrato de concessão.

Conforme destaca Martins, Diniz e Miranda (2012), os ativos imobilizados, que são genuinamente do Estado, aparecem de maneira diferente em demonstrações de geradoras, variando conforme o controle de preço. Ainda segundo os mesmo autores, o escopo da interpretação tem que mudar.

De acordo com a ICPC 01, os bens vinculados à outorga não devem integrar o ativo imobilizado da companhia, justificado pela ausência de controle. As concessionárias apenas têm o acesso a esses ativos com a finalidade de prover os serviços públicos.

Os bens vinculados à outorga devem ser registrados como ativo financeiro e/ou ativo intangível, de acordo com o responsável pela remuneração dos serviços de melhorias e construções realizadas. Quando a concessionária é remunerada por meio de um direito de cobrar os usuários, é reconhecido um ativo intangível. Por outro lado, quando o responsável pela remuneração é o poder concedente, um ativo financeiro é reconhecido. O ponto-chave da diferenciação é o risco de demanda.

Seguem os modelos aplicáveis às atividades do setor elétrico:

Atividade	Modelo
Distribuidoras	Bifurcado
Transmissoras	Ativo financeiro
Geradoras	Ativo intangível, Ativo financeiro ou Bifurcado (depende da época e das condições do contrato de concessão)

Quadro7 - Modelos da ICPC 01 aplicáveis às atividades do setor elétrico

Fonte: o autor

Para justificar a utilização do modelo bifurcado para as distribuidoras de energia, deve-se compreender como a infraestrutura recebida ou construída é recuperada. Ela é recuperada de duas maneiras:

- (i) Comercialização de energia (fatura de energia) durante o prazo da concessão.
- (ii) Indenização ao final da concessão.

O modelo bifurcado se mostra mais adequado. O ativo intangível representa o direito de cobrar os usuários (i) e o ativo financeiro, o direito à indenização (ii).

O ativo financeiro representa os investimentos não amortizados até o final da concessão, e o ativo intangível, o valor residual (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, OCPC 05, 2010, Item 66:69). Quando da adoção do ICPC 01, foi definido que não seria possível a aplicação do *Deemed Cost* (Custo Atribuído), pois não se tratava de um ativo imobilizado, e sim de ativo intangível. A utilização do *Deemed Cost* é vedada para ativos intangíveis. Vale o comentário de que mesmo sendo um ativo intangível, este é baseado em ativos imobilizados.

Para realizar a bifurcação, as companhias tiveram que estimar o valor da indenização ao final do contrato de concessão. O ativo intangível foi reconhecido pela diferença do valor contábil anterior a bifurcação e o ativo financeiro. Segundo o CPC 04 (ativo intangível), todos os ativos intangíveis devem ser amortizados pelo método que melhor represente o padrão de consumo dos seus benefícios econômicos. No caso do ativo intangível referente à concessão, esse método é baseado na vida útil regulatória dos ativos que o compõe (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, OCPC 05, Item 72, 2010).

Uma característica que diferencia o modelo de negócio da distribuição de energia em relação a geração e a transmissão é que os investimentos não são concentrados somente no início da concessão, mas por todo prazo da concessão. Segundo o OCPC 05, quando uma concessionária presta serviços de construção, mesmo que terceirizando a atividade (prática difundida no setor de distribuição de energia), devem ser reconhecida receita e despesa de construção. A receita de construção totaliza a despesa de construção mais uma margem de lucro. Quando as atividades de construção são terceirizadas, a margem de lucro, mesmo sendo menor, deve existir (Comitê de Pronunciamentos Contábeis, OCPC 05, Item 77, 2010).

O reconhecimento de margem de lucro na construção da infraestrutura é controverso, uma vez que o lucro das distribuidoras pode ser entendido como sendo exclusivamente oriundo da comercialização de energia, não existindo lucro pela construção da infraestrutura.

Temos uma receita que nunca será realizada em forma de caixa! As distribuidoras, em sua maioria, decidiram por não reconhecer margem de lucro; assim, a receita de construção iguala-se à despesa de construção.

Na *Basis for Conclusion* (Bases para Conclusão) da IFRIC 12, no item BC 34 e 35, a receita de construção é justificada:

O IFRIC observou que *a receita total não é igual ao fluxo total de entrada de caixa*. A razão para esse resultado é que, *quando a concessionária receber um ativo intangível em troca de seus serviços de construção*, há dois conjuntos de fluxos de entrada e saída, em vez de um. No primeiro conjunto, os serviços de construção são trocados pelo ativo intangível em uma transação de permuta com o concedente. No segundo conjunto, o ativo intangível recebido do concedente é utilizado para gerar fluxos de caixa dos usuários do serviço público. Esse resultado não é exclusivo dos acordos de serviço dentro do alcance da Interpretação. *Qualquer situação em que uma entidade fornece bens ou serviços em troca de outro ativo diferente, que seja, subsequentemente utilizado para gerar receitas em caixa, levaria a um resultado similar.* [itálicos nossos]

Alguns membros do IFRIC não se sentiram confortáveis com esse resultado e teriam preferido um método de contabilização na qual as receita totais fossem limitadas aos fluxos de caixa. Entretanto, eles aceitaram que é consistente com o tratamento relacionado a uma transação de permuta, ou seja, uma troca de bens e serviços diferentes.⁶¹

Percebe-se, desse modo, que a justificava para o reconhecimento de receita de construção vem da fundamentação, em que, na essência, ocorre uma permuta, na qual a concessionária entrega a infraestrutura em troca do direito de cobrar os usuários.

⁶¹Original: *The IFRIC noted that total revenue does not equal total cash inflows. The reason for this outcome is that, when the operator receives an intangible asset in exchange for its construction services, there are two sets of inflows and outflows rather than one. In the first, the construction services are exchanged for the intangible asset in a barter transaction with the grantor. In the second set, the intangible asset received from the grantor is used up to generate cash flows from users of the public service. This is not unique to service arrangements within the scope of the Interpretation. Any situation in which an entity provides goods or services in exchange for dissimilar asset that is subsequently used to generate cash revenues would lead to a similar result. Some IFRIC members were uncomfortable with such a result, and would have preferred a method of accounting under which total revenues were limited to the cash inflows. However, they accepted that it is consistent with the treatment accorded to a barter transaction, ie an exchange for dissimilar goods or services.*

Itens regulatórios

Com a adoção das IFRS, os itens regulatórios foram eliminados das demonstrações financeiras societárias das distribuidoras de energia elétrica. Todavia foram mantidos nas DCR, utilizando as práticas contábeis anteriores às IFRS. O motivo da eliminação foi o não atendimento da definição de um ativo e um passivo. Em julho de 2009 o IASB emitiu um *Exposure Draft* (ED) a respeito de itens regulatórios, o ED - *Rate regulated activities*. Nesse documento o IASB defende a posição que os itens regulatórios devem ser reconhecidos em determinadas situações nas quais as seguintes condições são atendidas:

- (i) Um órgão autorizado tem o poder de estabelecer as tarifas a serem cobradas dos consumidores.
- (ii) O preço estabelecido por regulamentação (a tarifa) é designado *para recuperar custos específicos* que a entidade incorrer, fornecendo produtos e serviços regulados e para ganhar um retorno específico (*regulação por custo do serviço*).⁶² [itálicos nossos]

Sendo assim, somente seriam aceitos itens regulatórios referentes à regulamentação *cost-of-service*. Para a situação das distribuidoras de energia, apenas os custos relacionados a “Parcela A” resultariam no reconhecimento de itens regulatórios, pois estes são recuperados integralmente. Em outras palavras, os custos relativos a “Parcela A” têm sua recuperação integral garantida, mesmo que na tarifa futura.

A condição (ii), retromencionada, não é específica o suficiente, apenas menciona o tipo de regulamentação, sem entrar em detalhes cruciais, como critérios de indenização dos ativos do concessionário. Parte essencial na lógica da regulação por custo do serviço, mais especificamente no entendimento da remuneração e retorno de capital.

Os custos referentes à “Parcela B” não seriam aceitos, uma vez que sua recuperação não é garantida pelo mecanismo tarifário, pois são baseados na Empresa de Referência, e não no custo efetivo. O CPC e a ABRADÉE, em suas respectivas cartas de contribuição ao IASB, enfatizaram o problema e sugeriram a este incluir no escopo da norma as situações nas quais a

⁶²Original: (i) *an authorised body is empowered to establish rates that bind customers.* (ii) *the price established by regulation (the rate) is designed to recover the specific costs the entity incurs in providing the regulated goods or services and to earn a specified return (cost-of-service regulation).*

recuperação de determinados custos é garantida por lei, como é o caso do Acordo Geral do Setor Elétrico e do Reajuste Tarifário Diferido⁶³.

Segundo o ED, os ativos regulatórios representam um direito de recuperar custos incorridos, e os passivos regulatórios representam obrigações de “devolver” valores faturados em excesso ao custo recuperável.

Um argumento frequentemente levantado contra o reconhecimento dos itens regulatórios se refere a sua recuperabilidade ou devolução, que depende da determinação de tarifas pelo regulador e também da demanda por parte dos consumidores. Mesmo com o poder concedente agindo em nome dos consumidores coletivamente, este não tem controle sobre o consumo, apenas, sobre a tarifa. O ED defende que a definição de ativo e passivo é atendida para os itens regulatórios dentro do escopo do ED.

⁶³ Ver maiores detalhes na seção 2.1.3.

4 ANÁLISE DO PROBLEMA

4.1 Regulamentação Tarifária

Devido às suas características, algumas atividades necessitam de regulamentação, uma vez que os participantes não desenvolvem suas atividades em condições usuais de mercado. Muitas das empresas com tarifas reguladas atuam em um mercado com características monopolistas, como rodovias, saneamento básico e energia elétrica. Nessas situações, faz-se necessária a atuação de um intermediário – que é o poder concedente ou um órgão cuja função lhe foi atribuída, como agências reguladoras – entre as empresas e seus clientes.

A regulamentação controla e incentiva diversos aspectos da relação, como a qualidade do serviço, investimentos a serem realizados, universalidade e o valor da tarifa. A dimensão de interesse aqui presente é o valor da tarifa, mais especificamente seu mecanismo de determinação.

A tarifa deve ser determinada de modo a ser justa ao investidor e aos clientes simultaneamente. Deve-se atentar à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, fixando um valor que forneça um retorno justo ao investidor dado o risco do empreendimento. Deve também fornecer incentivos aos participantes do mercado, como a eficiência.

A composição do preço de uma tarifa contempla quatro elementos: despesas de operação e manutenção, uso da infraestrutura (depreciação), custos do fornecimento do serviço e uma remuneração ao capital investido. A empresa possui certo grau de discricionariedade no volume de despesas, mas não nos custos do fornecimento. Empresas com o mesmo volume de vendas podem ter resultados muito divergentes, devido a sua eficiência (despesas e financiamento). Por sua vez, os custos estão diretamente associados ao volume comercializado, e não à eficiência. Em geral, representam gastos não gerenciáveis.

Diversos mecanismos buscam neutralizar o efeito da flutuação dos custos não gerenciáveis; assim, a empresa não fica exposta ao risco associado. Esses mecanismos são chamados de *pass-through*⁶⁴. Aqui, pode-se começar a relacionar contabilidade e a regulamentação tarifária.

O valor da tarifa é fixado em intervalos regulares, não sendo cobrados dos consumidores os custos reais, e sim os valores estimados quando da determinação da tarifa. Uma eventual divergência entre o custo recuperado e aquele incorrido, pode ou não ser recuperada ou devolvida futuramente. Quando esses custos puderem ser compensados, a recuperação pode ser realizada de diversas maneiras.

Basicamente, o valor da diferença dos custos recuperados e dos incorridos é contemplado na próxima tarifa e, realizado conforme a efetiva comercialização do bem ou do serviço. Em determinadas situações, a recuperação pode ocorrer única e exclusivamente por meio da tarifa, sendo uma relação entre a empresa com tarifa regulada e sua base de clientes. A recuperação é condicionada à futura comercialização, não existindo um direito de recuperação do valor, mas sim uma compensação nas tarifas futuras. A simples ocorrência de diferença nos custos não cria um resultado econômico para a empresa, que tem somente um direito legal à compensação nas tarifas futuras.

Em outras situações, a ocorrência da diferença resulta em um direito de recuperação ou uma obrigação de devolução do valor. Mesmo que uma das maneiras de compensação seja por meio do reajuste tarifário, o risco de demanda não limita a recuperação. Em última instância, representa um “contas a pagar” ou “contas a receber” da empresa com tarifa regulada. Nesses casos, trata-se de um genuíno recurso ou obrigação econômica da empresa. Todavia, deve-se atentar se também é repassado o *plus* (a margem) do regime tarifário.

⁶⁴Tradução livre: repasse.

4.2 Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA

A tarifa da energia elétrica contempla diversas estimativas em sua composição, por exemplo, encargos regulatórios, custo da energia adquirida para revenda, entre outros. Quando da comercialização, as distribuidoras têm direito à recuperação integral dos custos da “Parcela A” por meio da tarifa. Sua recuperação é realizada em dois momentos: uma parte na tarifa vigente, e outra, nas tarifas futuras.

A diferença entre o custo efetivo da “Parcela A” e o faturado é recuperada ou ressarcida em tarifas futuras. Faz-se presente um mecanismo de repasse dos custos da “Parcela A”. A mera venda da energia resulta no direito legal de receber valores cobrados “a menor”, bem como a eventual devolução de valores cobrados “a maior”. Todavia, o mecanismo não é direto; ele é realizado por meio das tarifas futuras, e não diretamente do poder concedente. Em outras palavras, a própria base de consumidores de uma concessão é quem compensa ou é ressarcida pelo valor da CVA.

Ao analisar a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002 e suas respectivas atualizações, no seu Artigo3:

O saldo da CVA deverá ser *compensado nas tarifas de fornecimento* de energia elétrica da concessionária nos 12 (doze) meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual, sendo *eventual diferença considerada no cálculo do reajuste tarifário seguinte*. [itálicos nossos]

Conforme destacado, não existe previsão explícita quanto à compensação, seja ela positiva ou negativa, de outra maneira que não pela tarifa de fornecimento de energia. Outro ponto de destaque é o fato de que a compensação não se limita aos doze meses da vigência da tarifa, pois um eventual déficit ou excesso de arrecadação é contemplado no próximo reajuste.

É mister destacar que dificilmente o valor da CVA, compensado durante o ano, vai ser exatamente o devido. Pode ocorrer de a distribuidora arrecadar um montante superior - a chamada “Obesidade da Parcela A”. Não obstante, a situação oposta pode ocorrer. É comum a

distribuidora não compensar toda a CVA. Isso se justifica com base na previsão de atualização do seu saldo pela SELIC, conforme Art.3 §1 da Portaria supracitada:

Durante o período de que trata o "caput", o saldo da CVA não compensado será remunerado com base na taxa de juros SELIC para o período, até a data de sua *efetiva compensação*. [itálicos nossos]

Verifica-se que a atualização não se limita à data do reajuste. O saldo não amortizado durante o ano do reajuste também é atualizado. Assim, é possível que, ao final do período, tenha algum resíduo para o reajuste seguinte. A situação vai se repetindo até o momento em que o saldo se mostrar muito baixo, e a distribuidora não solicitar a compensação. Para ficar mais claro apresenta-se a seguir a nota explicativa da Composição do saldo da CVA das Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (DFP - 2009).

Descrição de ativos e passivos regulatórios	Saldos	
	2009	2008
Contas de compensação variação de custos da Parc. A - CVA:		
CVA2001 - Período de 1/1/2001 a 25/10/2001	7.868	4.917
CVA2007 - Período de 8/4/2006 a 7/4/2007	-	(5.503)
CVA2008 - Período de 8/4/2007 a 7/4/2008	4.597	(4.785)
CVA2009 - Período de 8/4/2008 a 7/4/2009	16.045	32.589
CVA2010 - Período de 8/4/2009 a 7/4/2010	14.310	-
Total	42.820	27.218

Figura 2 - Nota explicativa composição do saldo da CVA
Fonte: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (DFP – 2009)

Na essência, a tarifa da energia já deveria contemplar os custos efetivos da “Parcela A”, mas um ajuste automático não é permitido. O reajuste da tarifa pode ser visto como único mecanismo para realização da “promessa” de recuperação integral da “Parcela A”. Destaca-se que o direito das distribuidoras é o montante cobrado “a menor”, e não o aumento na tarifa. O aumento da tarifa é somente, e tão somente, o mecanismo de implementação do direito. Possivelmente, seja o único mecanismo. Não existe garantia explícita de que a CVA será ressarcida de outra maneira que não pela tarifa.

O reajuste tarifário, por sua vez, apenas determina a tarifa, mas não garante o consumo de energia. Existem questionamentos quanto ao controle da recuperabilidade da CVA. O poder concedente atua em nome dos usuários coletivamente. O CFC (2002) explica que, nesta

atividade, a maioria dos clientes, diferente de outras atividades, não tem a opção de escolher seu fornecedor. Não existem muitas fontes alternativas para suprir a necessidade de energia elétrica. O ativo regulatório se refere a uma concessão como um todo. Mesmo que muitos consumidores, individualmente, alterem seu consumo, a demanda por energia elétrica na concessão permanece relativamente previsível e com pouca volatilidade.

O controle está em maior grau ligado ao direito sobre os fluxos de caixa futuros, relacionados ao ativo, do que a sua total recuperabilidade. Não confundir recuperabilidade com o direito sobre os fluxos de caixa. Alguma dúvida quanto à recuperabilidade de um ativo é inerente a praticamente todos os ativos, mas não existem dúvidas quanto ao direito aos fluxos de caixa. Por exemplo, quando uma instituição financeira concede um empréstimo, ela não sabe se receberá integralmente os pagamentos, mas tem direito a esses fluxos. Segundo Hendriksen e Van Breda (2010), a incerteza somente altera a natureza do item se for grande o suficiente para seus benefícios econômicos se tornarem nulos ou negativos.

O risco de recuperabilidade por meio exclusivo da tarifa é exacerbado pela natureza temporal das concessões. Elas têm prazo definido nos Contratos de Concessão (20 a 30 anos). A Lei das Concessões e os Contratos de Concessão garantem a reversão com indenização, mas somente dos investimentos vinculados aos bens reversíveis, que não parece ser o caso do saldo remanescente da CVA.

Art. 35. Extingue-se a concessão por:

I - advento do termo contratual;

[...]

§ 1º Extinta a concessão, retornam ao poder concedente todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao concessionário conforme previsto no edital e estabelecido no contrato.

[...]

§ 4º Nos casos previstos nos incisos I e II deste artigo, o poder concedente, antecipando-se à extinção da concessão, procederá aos levantamentos e avaliações necessários à determinação dos montantes da indenização que será devida à concessionária, na forma dos artigos 36 e 37 desta lei.

Art. 36. *A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.* [itálicos nossos] (Lei 8.987/1995)

As concessões para exploração dos serviços de distribuição de energia elétrica reguladas por este Contrato, considerar-se-ão extintas, observadas as normas legais específicas:

I - pelo advento do termo final do Contrato;

[...]

Segunda Subcláusula - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, *a reversão ao PODER CONCEDENTE, dos bens vinculados ao serviço*, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante da indenização devida à CONCESSIONÁRIA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. [itálicos nossos]

Terceira Subcláusula - Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados *aqueles realizados pela CONCESSIONÁRIA e efetivamente utilizados na prestação dos serviços*. (Contrato de Concessão, Cláusula 10ª) [itálicos nossos]

Segundo definições de “ativos”, já discutidas anteriormente no presente artigo⁶⁵, qualquer ativo apresenta três características concomitantemente: controle, resultado de evento passado e esperança de benefícios econômicos. O evento passado pode ser caracterizado pela venda de energia, homologação do saldo da CVA pela ANEEL e, em última instância, o futuro consumo. Os benefícios econômicos são resultantes da expectativa do direito de aumento na tarifa e da efetiva venda de energia.

O controle se faz ausente, uma vez que a distribuidora não tem certeza da recuperação; apenas da alteração da tarifa até o valor ser compensado. Ou seja, a realização da CVA é contingente à ocorrência de um evento futuro fora do controle da distribuidora: a venda de energia. Todavia, diversos fatores apontam no sentido de que a chance de ocorrência seja muito elevada, como a previsibilidade do consumo de energia, fator acumulativo da CVA remanescente para os próximos reajustes (valor atualizado pela SELIC até a data da venda da energia).

Caso o poder concedente fosse explícito ao garantir a compensação da CVA e não somente um aumento da tarifa, o controle se faria presente. A distribuidora teria direito à compensação, independente do consumo dos clientes. Como esse não é o caso, pode-se concluir que o controle é obtido quando da venda futura de energia por uma tarifa que contemple a CVA de anos anteriores.

⁶⁵Ver seção 2.2.2.

Algumas definições priorizam a existência de um recurso econômico. Uma análise semelhante àquela empregada para a existência de controle pode ser utilizada. A CVA representaria um recurso econômico genuíno, caso a distribuidora tivesse direito a receber o valor devido nas tarifas futuras e, residualmente pelo poder concedente. Nessa situação, a alteração da tarifa se configuraria apenas como um dos meios de realização do valor devido às distribuidoras. Contudo, pela regulamentação atual, o saldo da CVA é exclusivamente realizado por meio das tarifas.

Os contratos de concessão, quando de sua elaboração, não previam a CVA, dado sua inexistência. Vale salientar que existe uma incerteza quanto ao que acontecerá com o saldo da CVA em aberto ao término da concessão, é um risco do acionista ou da concessão.

No que tange aos passivos regulatórios, existem questionamentos sobre a obrigação econômica presente, pois a “devolução” se daria por meio de redução de tarifas, sujeita ao consumo dos clientes. O ED lista alguns argumentos para sustentar a obrigação presente, destacando-se:

- (i) A obrigação se refere a valores já arrecadados.
- (ii) A obrigação se refere a toda base de clientes, e não individualmente.

Assim, a obrigação resultará, direta ou indiretamente, na saída de recursos econômicos. A venda de energia por um preço maior representa o evento passado, que resulta na obrigação presente para com os clientes coletivamente, ou seja, para a concessão como um todo. Não obstante, caso a devolução se limite à redução de tarifa, poderia ocorrer uma situação análoga à apresentada para os ativos, ou seja, o valor arrecadado a “maior” representaria apenas uma redução na tarifa, e não uma obrigação, em última instância, da distribuidora. Em outras palavras, não representa uma dívida da concessionária.

Pelas práticas contábeis regulatórias, a CVA continua sendo obrigatoriamente contabilizada. Isso se faz importante face às necessidades da ANEEL como órgão regulador.

A CVA não é reconhecida como receita, e sim como redutora das respectivas despesas⁶⁶. Quando de sua realização, o montante é acrescido à mesma despesa. Assim, o efeito no resultado mostra a receita pelo valor faturado, e os custos pelos valores que foram estimados na revisão tarifária.

Pode ser mais adequado a contrapartida da CVA positiva ser um acréscimo de receita, bem como a negativa, um decréscimo. A despesa continuaria sendo mensurada pelos valores efetivos, ou seja, confrontando adequadamente a receita devida, e não, tão somente, a faturada⁶⁷.

Seguem exemplos dos possíveis modelos de contabilização do efeito da CVA e sua respectiva receita:

	<u>Ano 1 (\$)</u>	<u>Ano 2 (\$)</u>
Receita permitida	17	24
<u>Composição da receita permitida</u>		
Parcela A	10 / (13)*	14/(14)*
Parcela B	7	7
CVA	-	3**

*Estimativa / (Real) ** Diferença entre a “Parcela A” estimada e seu custo real.

Quadro 8 - Informações a respeito da contabilização de um ativo regulatório

Fonte: o autor

A Tabela 5 apresenta a situação simplificada de uma distribuidora de energia durante dois anos. No primeiro ano, a concessionária tinha o direito de receber \$17 em tarifa, sendo \$10 referentes aos custos da “Parcela A” e \$7 da “Parcela B”.

⁶⁶Nos últimos anos, a ANEEL obrigou o reconhecimento de um elemento da CVA negativo como redutora da receita, e não acréscimo na despesa.

⁶⁷No caso de passivo regulatório a lógica se mantém a mesma, contudo, como uma redutora da receita.

A “Parcela A” deve ser recuperada integralmente. Assim, qualquer variação, positiva ou negativa, deve ser repassada no próximo reajuste anual. No exemplo, a receita estimada referente à “Parcela A” é \$10. Todavia, o custo efetivo foi \$13, ou seja, uma insuficiência de \$3. A insuficiência resulta em um ativo regulatório (a CVA) a ser repassada no segundo ano. No segundo ano, a receita permitida contempla a CVA, sendo que o custo estimado e o custo real da “Parcela A” são idênticos.

Seguem três modelos de contabilização:

Tabela 5 - Modelos de contabilização do ativo regulatório

	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3	
	<u>Ano 1 (\$)</u>	<u>Ano 2 (\$)</u>	<u>Ano 1 (\$)</u>	<u>Ano 2 (\$)</u>	<u>Ano 1 (\$)</u>	<u>Ano 2 (\$)</u>
Receita	17	24	17	24	20	21
Parcela A	(13)	(14)	(10)	(17)	(13)	(14)
Margem	4	10	7	7	7	7

Fonte: o autor

- (i) Modelo 1: modelo consoante às práticas contábeis societárias brasileiras, ou seja, de acordo com as IFRS. O reconhecimento de itens regulatórios é proibido. Dessa maneira, a receita é a faturada, e o custo, aquele efetivamente incorrido. O mecanismo tarifário não tem reflexo no desempenho e na posição financeira da distribuidora. O modelo corrobora o entendimento de que a CVA é apenas um indicativo da alteração na tarifa, mas não um recurso econômico. O resultado econômico somente acontece na comercialização da energia.⁶⁸ Mesmo assim, a divulgação dos valores relativos aos ativos regulatórios, em especial a CVA, é de extrema valia.

⁶⁸ Uma variação do modelo seria reconhecer a CVA no balanço patrimonial, mas não com contrapartida no resultado (seja na receita ou no custo), e sim como “outros resultados abrangentes”, diretamente no patrimônio líquido. Em resumo, afetaria a posição financeira da empresa, mas não seu resultado.

- (ii) Modelo 2: modelo regulatório vigente. A receita é reconhecida pelo seu valor efetivo (igual ao Modelo 1). Os custos são reconhecidos de acordo com aqueles estimados na época do reajuste tarifário.⁶⁹ Quando da realização do ativo regulatório, o custo é acrescido. Em outras palavras, a variação na CVA é sempre reconhecida no respectivo custo, nunca como acréscimo de receita.
- (iii) Modelo 3: segundo esse modelo, o custo sempre é reconhecido pelo seu valor efetivo. A receita, por sua vez, é reconhecida pelo valor devido, dado os custos efetivos. Ou seja, a variação na CVA é reconhecida como ajuste da receita, tendo na essência o efeito de uma receita faturada, a “menor” ou a “maior”.

Independentemente do modelo adotado, a diferença do resultado é temporal. Os lucros totais são iguais. Vale sempre a máxima: o importante é o caixa. Em outras palavras, toda receita e despesa reconhecida no resultado, em algum momento foi ou será caixa.

⁶⁹Pelas práticas regulatórias, essa forma de contabilização está correta apenas para ativos regulatórios. No caso dos passivos, o ajuste é similar ao modelo 3 (por exemplo: reduzindo a receita e não aumentando o custo).

4.3 Impacto nos indicadores econômico-financeiros

4.3.1 Contextualização

A contabilidade nada mais faz do que simplificar a complexa realidade. Por sua vez, a análise das demonstrações financeiras faz o caminho inverso. Ela busca entender a realidade por meio de um modelo simplificado (Martins, Diniz & Miranda, 2012). A análise serve para orientar as origens de determinadas situações e as consequências, caso nada se altere. Uma boa análise inclusive aponta dúvidas, suposições e poucas respostas. Matarazzo (2010) acredita que a qualidade de uma análise está na extensão e nas informações geradas no processo.

Uma das técnicas de análise mais utilizadas é o uso de indicadores econômico-financeiros. Um indicador representa uma relação entre contas, que visam evidenciar a situação econômica ou financeira de uma companhia (Matarazzo, 2010). Segundo o mesmo autor, os indicadores apenas fornecem avaliações genéricas, ou seja, sem profundidade. De acordo com Lyra (2008), os indicadores econômico-financeiros possuem algumas características básicas: objetividade, mensurabilidade, compreensibilidade e comparabilidade.

Não é necessário o emprego de muitos indicadores para uma boa análise (Martins et al, 2006; Matarazzo, 2010). Segundo Martins et al (2006):

[...] se alguém precisar de mais de meia dúzia de indicadores para fazer uma boa análise, é por que alguma coisa está errada. Se dobrar de meia dúzia para uma dúzia então, sinto muito, já passou o limite. Quanto mais indicadores utilizar, maior poderá ser o risco de perder o conjunto de vista e de se fixar em detalhes sem importância, [...] (p. 6)

Os indicadores podem ser segregados em grupos distintos. Serão utilizados dois grupos: (i) rentabilidade; e (ii) liquidez. O usuário busca descobrir se a empresa remunera efetivamente o capital empregado (principalmente o capital próprio) e se tem capacidade de honrar seus compromissos (curto, médio e longo prazo).

O resultado de um indicador não deve ser analisado de maneira isolada, e sim comparativamente a outras empresas do setor, ou mesmo, aos períodos anteriores da própria empresa.

Os indicadores econômico-financeiros são frequentemente utilizados como um mecanismo para redução de conflito de agência e custo de monitoramento entre a empresa e seus credores. Quando um credor fornece recursos, ele exige uma remuneração adequada ao nível de risco da contraparte. Contudo, a situação analisada na determinação desse risco pode se alterar durante a vida da relação contratual. Assim, o credor exige cláusulas específicas de proteção, os chamados *covenants*, que em geral, quando quebrados, conferem o direito ao credor de exigir o pagamento antecipado.

Os *covenants*, em sua maioria, representam limites quantitativos de alguns indicadores econômico-financeiros. O atendimento dessas cláusulas específicas de proteção exerce pressão nos administradores. Consequentemente, pode incentivar o uso de gerenciamento de resultado para seu cumprimento.

Indicadores de rentabilidade

Inicialmente, deve ser diferenciada a performance financeira da econômica. A primeira se refere ao fluxo de caixa da empresa, ou seja, tem muita importância na capacidade de a empresa honrar seus compromissos de curto prazo. Por outro lado, a performance econômica se refere ao lucro, que é uma distribuição lógica e racional do fluxo de caixa. Com exceção de raros itens, todas as receitas e despesas são caixa em algum momento, inclusive depreciação e equivalência patrimonial.

Na performance financeira é aplicado o regime de competência. Quando uma empresa realiza uma venda a prazo, ela tem resultado econômico; todavia, não tem a realização do caixa. Já, quando se adquire um ativo imobilizado, não é coerente todo desembolso ser reconhecido como despesa no ato da compra, pois se espera que o ativo gere benefícios econômicos durante toda sua vida útil. Para fazer confrontação com a receita proveniente da utilização do ativo, existe a depreciação. Logo, a despesa com depreciação é caixa em algum momento.

Para Martins et al. (2012):

Para análise da evolução do patrimônio e para o conhecimento de sua efetiva rentabilidade, a Demonstração do Resultado e o balanço, juntos, respondem adequadamente e de forma muito mais eficiente que o fluxo de caixa. Já para a análise financeira de curtíssimo prazo, o fluxo de caixa é mais útil. E não se pode esquecer que o acompanhamento da liquidez da empresa é tão importante quanto da sua rentabilidade. Portanto, ambos os fluxos se complementam. (p. 132)

Segundo os mesmo autores (2012), não se deve focar apenas em uma demonstração, mas no conjunto e nas interações entre as mesmas demonstrações. Vale lembrar que todas as demonstrações derivam do balanço patrimonial. Elas explicam com detalhe alguma conta/conjunto de contas do balanço. A demonstração do resultado explica os lucros acumulados. A demonstração dos fluxos de caixa apresenta a variação do caixa e equivalentes de caixa. A demonstração das mutações do patrimônio líquido, a conciliação das contas do patrimônio líquido.

Os indicadores econômico-financeiros de rentabilidade analisados no presente estudo foram: **lucro líquido e retorno sobre o patrimônio**.

Lucro líquido

Antes da adoção das IFRS, as empresas brasileiras apresentavam o lucro, destacando o efeito dos eventos não recorrentes⁷⁰. Posteriormente, pelas IFRS, o lucro é segregado entre o relativo às atividades continuadas e descontinuadas. Para o presente estudo, o lucro contempla os eventos não recorrentes e as atividades descontinuadas.

Outro indicador muito utilizado no mercado é o *Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization* (EBTIDA). Ele começou a ter seu uso difundido nos anos 80, nas operações de *Leverage Buyouts - LBO*⁷¹ (Moody's, 2000). Segundo Martins et al.(2012),

⁷⁰ Os chamados resultados extraordinários e não operacionais. As IFRS proíbem a rotulação de algum resultado com essas nomenclaturas.

⁷¹Tradução livre: aquisição alavancada. Representam aquisições realizadas utilizando um valor expressivo de dinheiro emprestado. Muitas vezes os ativos da adquirida são utilizados como colateral.

este indicador virou um “deus” no mundo das avaliações. Todavia, muitas empresas divulgam seu valor, mas o ignoram internamente em seus processos decisórios.

Conforme observação da CVM (2010), existe uma divulgação generalizada do EBITDA, e por não ser uma métrica contábil e regulada, cada empresa mensura-o de uma maneira, acabando assim com qualquer tentativa de comparabilidade. Em setembro de 2012, como resposta, a CVM emitiu um normativo sobre o seu uso.

O EBITDA representa a potencial geração bruta de recursos, não o caixa realizado.

Martin et al. (2012) e Moody's (2000) afirmam que o EBITDA não diz nada sobre a qualidade do lucro.

Algumas críticas a respeito são apresentadas a seguir:

- (I) Ignora a variação do capital circulante e reinvestimentos, o que resulta em uma superestimação (Moody's, 2000; Martins et al., 2000; Matarazzo, 2010). O EBITDA faz mais sentido para empresa cuja maioria dos ativos tem vida útil longa e ciclo financeiro curto. Segundo a Moody's (2000), uma boa maneira de ver a relevância dos ativos é comparar com o *Earning Before Interest and Taxes* (EBIT) com o EBITDA, e, assim, verificar a participação da depreciação e amortização.
- (II) Ignora os atributos exclusivos de cada empresa (Moody's, 2000; Martins et al., 2012). Conforme exemplo de Martins et al. (2012), não se pode comparar o EBITDA de uma geradora de energia com um banco. O EBITDA é mais útil para empresas de capital intensivo (Moody's, 2000).
- (III) Distorce a avaliação da liquidez (Moody's, 2000). O EBITDA ignora a necessidade de pagamento das obrigações, bem como o prazo da realização financeira do resultado econômico (por exemplo, vendas a prazo). De acordo com Moody's (2000), o problema pode ser exacerbado quando o EBITDA é mensurado com base em demonstrações consolidadas.
- (IV) Não fornece informações a respeito da qualidade do lucro (Moody's, 2010; Martins et al., 2012).

- (V) Seu uso não é adequado como múltiplo na avaliação de empresas (Moody's, 2010; Martins et al., 2012). Não incorpora fatores específicos da empresa em questão, bem como seu setor.
- (VI) Ignora as práticas contábeis e é facilmente manipulado (Moody's, 2010). Como o EBITDA parte do lucro, as receitas e despesas incluídas são baseadas nas normas contábeis vigentes na jurisdição, não sendo conveniente utilizar o EBITDA na comparação de empresas em jurisdições diferentes, fora o fato de que nem todas as receitas e despesas são “caixa” em algum momento, como a despesa com *stock options* (pagamentos baseados em ações) e receita com permutas⁷². O EBITDA ainda é suscetível ao gerenciamento de resultado por parte dos administradores. Existem incentivos no sentido de melhorá-lo, seja para cumprir *covenants*, ou alterar a percepção dos analistas, ou do governo.

Para fins do presente estudo, optou-se por **não** utilizar o EBITDA.

ROE – Return on Equity

De maneira simplista, o ROE mensura a relação do lucro líquido e o capital investido. Martins et al. (2012) consideram-no como sendo o indicador mais importante. Isso é justificado pela sua capacidade de demonstrar a remuneração do capital que foi investido pelos sócios. Desta maneira, deve ser utilizado o lucro líquido após tributos, pois esse valor já considera a remuneração de todas as outras partes (fornecedores, funcionários, credores e governo).

Vale tecer algumas considerações importantes em relação ao patrimônio líquido utilizado como “denominador” na apuração do ROE. Devido à utilização do patrimônio líquido contábil e não avaliado ao mercado, o retorno obtido sobre o investimento não é o dos atuais acionistas. Segundo Martins et al. (2012):

Moral da história: rentabilidade sobre o PL indica o retorno sobre o capital que foi aplicado pelos sócios que investiram na empresa, não representando, comumente, o retorno sobre o valor da empresa

⁷² O *stock options* muitas vezes se realiza por meio de emissão de novas ações. Não existe desembolso de caixa. Uma operação de permuta não envolve pagamento.

no final do período em análise. É a taxa de retorno sobre o capital aplicado na empresa, e não o retorno do valor aplicado pelos sócios que entraram para a sociedade posteriormente. Se forem os mesmo sócios iniciais, o retorno não foi calculado sobre o que eles consideram como valor do seu investimento no final do período. (p. 230)

Não seria apropriado utilizar o saldo final do patrimônio líquido, pois o lucro do exercício atual (o numerador da fórmula do ROE) estaria incluído no patrimônio final. Exemplificando por analogia: uma pessoa aplica R\$1.000, ganha uma remuneração de 30% a.a. Ao final do primeiro ano, o retorno não deveria ser mensurado como 23% a.a. (R\$300 / R\$1.300 “saldo final”), e sim 30% a.a. (R\$300/R\$1.000 “saldo inicial”).

Conforme o exemplo anterior, não deve ser considerado o patrimônio final. No entanto, usar o inicial não seria sempre adequado, uma vez que o patrimônio não se altera somente como consequência do resultado do exercício. Existem os aportes de capital, pagamentos de dividendos que têm contrapartida diretamente no patrimônio, sem transitar pelo resultado. O resultado de um mês também auxilia o resultado do próximo mês. Nesse estudo, se utiliza o saldo final⁷³.

Finalmente, dois outros problemas: a contabilização da proposta de pagamento dos dividendos⁷⁴ e a ausência de correção monetária. Existem métodos para estimar os efeitos da ausência de correção monetária⁷⁵, todavia, não serão aqui utilizados. E, quanto aos dividendos mínimos obrigatórios, pode-se optar por dois ajustes distintos: (i) reclassificar o passivo para dentro do patrimônio; ou (ii) o inverso: reclassificar os dividendos propostos adicionais ao mínimo obrigatório para o passivo circulante. É mais coerente reclassificar o passivo, pois esse montante colaborou na geração do lucro durante o exercício.

No presente estudo, o ROE será mensurado a partir a seguinte fórmula:

$$ROE = \frac{LL}{PL_{final} + D}$$

⁷³ A utilização do patrimônio líquido final é um critério do estudo, estando alinhado com a metodologia empregada no anuário Maiores & Melhores.

⁷⁴ Ver maiores detalhes na seção 3.2.2.

⁷⁵ Martins et al. (2012) apresenta um modelo simplificado para estimar os efeitos da inflação.

Sendo,

ROE = *Returno on equity*.

LL = Lucro líquido.

PL = Patrimônio líquido.

D = Dividendos obrigatórios (reconhecido no passivo circulante).

Indicadores de Liquidez

Os indicadores de liquidez analisam a situação financeira da empresa. De acordo com Martins et al. (2012), a situação financeira é confrontada com os compromissos assumidos. Indicadores de liquidez são extremamente difundidos entre os analistas. Buscam evidenciar a razão entre o ativo e o passivo circulante (com alguns ajustes). Um aspecto interessante da liquidez é que não existe um nível ideal.

No presente estudo, é utilizada a **liquidez corrente**.

Liquidez corrente

A liquidez corrente representa um dos indicadores econômico-financeiros mais importantes e utilizados. Ela objetiva apurar quanto existe de ativo circulante para fazer frente ao passivo circulante. Em outras palavras, busca avaliar a capacidade financeira da empresa em honrar seus compromissos futuros de curto prazo.

Matarazzo (2010) alerta que é muito simplista analisar a capacidade de a empresa honrar seus compromissos de curto prazo, somente e tão somente, pela liquidez corrente, pois ela ignora o fator temporal. O autor cita que não se consegue realizar todo estoque, duplicatas a qualquer momento. As despesas também possuem uma temporalidade (por exemplo: aluguéis e salários). Por fim, o mesmo autor destaca que se deve entender a liquidez corrente somente como a existência de ativos circulantes para fazer frente aos passivos circulantes.

Martins et al. (2012) mencionam as diversas possibilidades de “embelezamento” do balanço e problemas na composição matemática do indicador. Entre as técnicas de “embelezamento” destacam-se: classificações (por exemplo: contabilização de cessão de dívidas), operações de securitização (por exemplo: venda de ativos com obrigação de recompra) e gerenciamento do circulante (por exemplo: prazos de realização dos ativos e contratação de passivos). Em relação à composição matemática do indicador, pode-se citar a sua estacionariedade e a sazonalidade da empresa (por exemplo: empresas agrícolas).

Para o presente estudo, a liquidez corrente é apurada:

$$LC = \frac{AC}{PC}$$

Sendo,

LC = Liquidez corrente.

AC = Ativo circulante.

PC = Passivo circulante

4.3.2 Coleta e tratamento dos dados

A presente pesquisa foi realizada com base em informações extraídas das demonstrações contábeis societárias e regulatórias das trinta e três distribuidoras de energia elétrica consideradas pela ANEEL como sendo de grande porte. Na data do estudo, em 2012, existiam sessenta e três distribuidoras no Brasil. Consequentemente, a amostra compreendeu 52,4% da população. O estudo apresenta essa limitação devido à impossibilidade de obtenção das demonstrações contábeis de algumas distribuidoras de pequeno porte.

Para a realização da pesquisa, o período fixado foi de quatro anos (2008 a 2011). Nos primeiros dois anos (2008 e 2009), a contabilização dos itens regulatórios era obrigatória. A partir de 2010, seu reconhecimento foi proibido, e os saldos existentes, estornados.

Em 2011, por meio da Resolução Normativa nº 396/2010 da ANEEL, foi criada a contabilidade regulatória, na qual a contabilização dos itens regulatórios é mandatória. Assim, em 2011, têm-se duas “bases” de contabilização (societária e regulatória). As demonstrações contábeis regulatórias são apresentadas utilizando a sigla 2011(DR).

Para a obtenção de ambas as demonstrações - societária e regulatória -, seguiu-se uma hierarquia de fontes: (I) Se aplicável, o *site* da CVM; (ii) *Site* da distribuidora de energia; e (iii) Solicitação por e-mail ao departamento de relação com investidores. Mesmo com todos esses esforços, não foi possível obter as demonstrações de todas as distribuidoras para todos os exercícios. Destaca-se que, na época da coleta, as demonstrações regulatórias ainda não estavam disponíveis no *site* da ANEEL.

Para a realização do estudo, foram extraídas as seguintes informações do balanço patrimonial e das notas explicativas:

- (i) Ativo circulante;
- (ii) Ativo não circulante;
- (iii) Passivo circulante;
- (iv) Passivo não circulante;
- (v) Patrimônio líquido;
- (vi) Dividendos provisionados;
- (vii) Lucro líquido após tributos;
- (viii) Ativo regulatório circulante;
- (ix) Ativo regulatório não circulante;
- (x) Passivo regulatório circulante; e,
- (I) Passivo regulatório não circulante.

Após a coleta, foram definidos os procedimentos para o tratamento dos dados. Para as demonstrações contábeis societárias de 2008 e 2009 e as demonstrações contábeis regulatórias de 2011, foram eliminados todos os itens regulatórios e os respectivos impostos diferidos.

Já para as demonstrações contábeis societárias referentes aos exercícios de 2010 e 2011, o efeito da contabilização dos itens regulatórios foi reconstituído, bem como os respectivos impostos diferidos. Para se conseguir o saldo dos itens regulatórios não contabilizados em 2010 e 2011, foram, quando possível, utilizadas as notas explicativas e as demonstrações contábeis regulatórias.

4.3.3 Resultados

Segue a relação das distribuidoras de energia elétrica que compõe a amostra:

Razão Social	Nome fantasia
AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	AES SUL
Eletrobrás Distribuição Amazonas	Amazonas
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	Ampla
Bandeirante Energia S/A	Bandeirante
CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A	Caiuá
CEB Distribuição S/A	CEB-D
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Centrais Elétricas de Santa Catarina	CELESC
Companhia Energética de Goiás	CELG
Centrais Elétricas do Pará S/A	Celpa
Companhia Energética de Pernambuco	Celpe
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	Celtins
Companhia Energética do Maranhão	Cemar
Centrais Elétricas Matogrossenses	Cemat
Companhia Energética de Minas Gerais	Cemig
Companhia Energética de Roraima	Ceron
Eletrobrás Distribuição Piauí	Cepisa
Eletrobrás Distribuição Alagoas	Ceal
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Coelba
Companhia Energética do Ceará	Coelce
Companhia Paranaense de Energia Elétrica	Copel
Cia. Energética do Rio Grande do Norte	Cosern
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL-Paulista
Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL-Piratininga
Elektro Eletricidade e Serviços S/A	Elektro
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	Eletropaulo
Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A	Energisa-MG
Energisa Paraíba S/A - Distribuidora de Energia S/A	Energisa-PB
Energisa Sergipe S/A - Distribuidora de Energia S/A	Energisa-SE
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	Enersul
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	Escelsa
Light Serviços de Eletricidade S/A	Light
Rio Grande Energia S/A	RGE

Quadro 9 – Empresas distribuidoras de energia

Fonte: o autor

Conforme previamente explicado, para os exercícios de 2008 e 2009, a contabilização dos itens regulatórios e os respectivos impostos diferidos eram obrigatórios, assim como, quando da elaboração do banco de dados, o efeito dos itens regulatórios foi eliminado.

Seguem os resultados:

Tabela 6 - Resumo das demonstrações societárias de 2008

R\$ milhões

	Itens Regulatórios		Ativo total			Passivo Total			Patrimônio Líquido			Lucro			ROE			Liquidez Corrente		
	Ativo	Passivo	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B-A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)
Caiuá	11	3	364	352	-3,2%	283	272	-3,7%	81	80	-1,3%	(18)	(26)	-31,8%	n/a	n/a	n/a	0,54	0,55	1,3%
Celpa	75	11	3.727	3.649	-2,1%	2.618	2.553	-2,5%	1.109	1.096	-1,2%	39	(17)	-328,9%	3,5%	n/a	n/a	0,77	0,74	-3,5%
Celtins	21	7	894	873	-2,3%	414	381	-7,9%	480	492	2,5%	24	36	49,8%	5,0%	7,4%	2,3%	1,59	1,54	-3,2%
Cemat	66	39	3.231	3.151	-2,5%	2.101	2.032	-3,3%	1.129	1.119	-0,9%	85	70	-16,7%	7,5%	6,3%	-1,2%	0,72	0,72	0,3%
Enersul	65	167	1.796	1.680	-6,5%	1.127	937	-16,9%	670	744	11,0%	69	91	32,0%	9,4%	11,3%	1,9%	1,52	1,69	11,6%
AES Sul	97	57	2.219	2.103	-5,2%	1.613	1.483	-8,1%	606	620	2,4%	45	(34)	-176,0%	6,6%	n/a	n/a	0,70	0,62	-10,8%
CELESC	286	158	3.651	3.311	-9,3%	2.217	1.914	-13,6%	1.432	1.397	-2,5%	133	41	-68,9%	9,1%	2,9%	-6,2%	1,49	1,53	3,3%
Amazonas	223	13	3.741	3.513	-6,1%	2.987	2.810	-5,9%	754	703	-6,7%	199	27	-86,2%	26,4%	3,9%	-22,5%	0,75	0,52	-30,8%
Ampla	282	122	4.487	4.164	-7,2%	2.941	2.722	-7,5%	1.546	1.442	-6,7%	281	279	-0,9%	17,2%	18,2%	1,0%	1,45	1,42	-2,1%
Bandeirante	113	61	2.251	2.120	-5,8%	1.571	1.414	-10,0%	680	706	3,8%	206	216	4,8%	23,8%	24,2%	0,4%	0,83	0,81	-2,6%
CELG	408	272	5.950	5.449	-8,4%	5.740	5.317	-7,4%	209	132	-36,8%	(244)	(269)	-9,4%	n/a	n/a	n/a	0,46	0,45	-1,1%
CEEE	92	48	1.870	1.761	-5,8%	1.845	1.743	-5,5%	25	19	-24,9%	16	(29)	-282,2%	64,0%	n/a	n/a	0,63	0,56	-11,0%
Celpe	324	62	3.518	3.226	-8,3%	2.209	2.116	-4,2%	1.308	1.110	-15,1%	466	678	45,5%	30,5%	51,0%	20,5%	1,34	1,14	-14,8%
Cemar	115	15	2.226	2.106	-5,4%	1.637	1.579	-3,6%	589	527	-10,5%	228	219	-3,9%	31,2%	32,8%	1,6%	1,28	1,24	-3,4%
Cemig	988	609	9.610	8.415	-12,4%	7.134	6.048	-15,2%	2.476	2.367	-4,4%	709	436	-38,6%	22,5%	14,3%	-8,2%	1,22	1,16	-4,7%
Ceron	22	0	565	542	-3,9%	671	654	-2,5%	(106)	(111)	4,9%	(50)	(69)	-26,8%	n/a	n/a	n/a	0,88	0,78	-11,9%
Cepisa	1	0	651	650	-0,1%	910	902	-0,8%	(259)	(252)	-2,7%	(99)	(99)	0,1%	n/a	n/a	n/a	0,99	0,99	-0,2%
Ceal	56	10	812	752	-7,3%	679	639	-5,9%	133	113	-14,7%	39	17	-55,9%	29,8%	15,4%	-14,4%	1,26	1,13	-10,6%
Coelba	95	51	4.236	4.169	-1,6%	2.603	2.533	-2,7%	1.633	1.637	0,2%	815	995	22,1%	41,8%	50,9%	9,1%	1,17	1,18	0,5%
Coelce	193	18	2.782	2.582	-7,2%	1.864	1.779	-4,6%	917	803	-12,4%	339	336	-0,8%	28,7%	31,5%	2,8%	0,75	0,68	-9,2%
Copel	165	31	5.484	5.309	-3,2%	2.441	2.284	-6,4%	3.042	3.024	-0,6%	544	408	-25,0%	17,1%	12,9%	-4,2%	1,43	1,36	-4,5%
Cosern	134	37	1.330	1.194	-10,2%	778	686	-11,9%	562	508	-9,5%	212	252	18,7%	31,7%	40,9%	9,2%	1,04	0,91	-12,2%
CPFL Piratininga	148	49	1.811	1.647	-9,1%	1.581	1.460	-7,6%	231	187	-19,0%	222	181	-18,3%	61,9%	57,6%	-4,3%	0,85	0,78	-8,6%
CPFL Paulista	552	147	4.612	4.010	-13,0%	4.115	3.655	-11,2%	497	355	-28,5%	590	347	-41,2%	75,0%	53,8%	-21,2%	0,81	0,60	-26,3%
Elektro	107	0	2.955	2.848	-3,6%	1.852	1.778	-4,0%	1.103	1.070	-3,0%	392	319	-18,5%	29,5%	24,7%	-4,9%	0,85	0,84	-0,9%
Eletropaulo	502	100	12.556	12.020	-4,3%	9.258	8.964	-3,2%	3.299	3.056	-7,4%	1.027	984	-4,2%	26,2%	26,8%	0,6%	1,10	1,03	-6,3%
Energisa MG	16	0	345	331	-3,9%	282	111	-60,5%	63	220	251,0%	44	54	24,0%	51,0%	22,4%	-28,6%	1,25	1,08	-13,5%
Energisa SE	15	0	1.023	1.008	-1,5%	788	778	-1,2%	236	230	-2,3%	(20)	(30)	-30,6%	n/a	n/a	n/a	1,96	1,85	-5,5%
Escelsa	98	63	2.070	1.974	-4,6%	1.385	1.317	-4,9%	685	657	-4,1%	122	216	76,2%	15,5%	28,2%	12,8%	0,97	0,92	-5,7%
Light	575	162	8.981	8.382	-6,7%	6.382	6.186	-3,1%	2.599	2.196	-15,5%	918	1.043	13,6%	29,8%	38,9%	9,1%	1,55	1,44	-6,8%
RGE	91	47	2.596	2.495	-3,9%	1.418	1.175	-17,1%	1.178	1.320	12,0%	164	188	14,8%	13,2%	13,6%	0,4%	0,75	0,69	-7,4%

Ao analisar os efeitos da contabilização dos itens regulatórios nas demonstrações contábeis societárias referentes ao exercício de 2008, constata-se um incremento no lucro de vinte, das trinta e uma distribuidoras de energia da amostra (64,5%). E ainda, o patrimônio líquido é afetado positivamente em vinte e três (74,2%).

Tomando como base o ROE ajustado aos efeitos da eliminação dos itens regulatórios para o exercício de 2008, constata-se que ele reduziria em dez das vinte e três distribuidoras em que foi possível apurar a variação no ROE⁷⁶, ou seja, em 46,5%. Por fim, a liquidez corrente se deterioraria em vinte e seis distribuidoras (83,9%).

Pode-se destacar o significativo “efeito” dos itens regulatórios na Cemig. Ela possuía R\$988 milhões em ativos regulatórios, R\$609 milhões em passivos regulatórios, perfazendo um valor líquido de R\$379 milhões. Ao eliminar esses valores, bem como os respectivos impostos diferidos, haveria uma redução de 12,4% no ativo total, 15,2% no passivo total e 4,4% no patrimônio líquido.

Outros exemplos de empresas que apresentaram grande impacto no patrimônio líquido foram a Coelce e a CPFL Paulista, que teriam seus patrimônios líquidos reduzidos em 12,4% e 28,5%, respectivamente.

O lucro líquido contábil da CELESC foi de R\$133 milhões. Com a eliminação dos itens regulatórios, seria reduzido para R\$41 milhões (redução de 68,9%). A Coelba, que divulgou lucro de R\$815 milhões, sem os itens regulatórios seria de R\$995 milhões (aumento de 22,1%).

Ao ajustar as demonstrações da Celtins, o lucro foi aumentado em 49,8%, enquanto o ROE teve alteração de aproximadamente apenas 2,4 p.p. (de 5% para 7,4%). A Energisa MG teve seu lucro aumentado de R\$44 milhões para R\$54 milhões (aumento de 24%); porém, o ROE reduziu em 28,6 p.p. (de 51% para 22,4%).

Para o ano de 2009, o procedimento de ajuste foi o mesmo do ano de 2008. A Tabela 7, a seguir, apresenta os resultados:

⁷⁶Não foi mensurado o ROE para empresas com prejuízo no exercício ou passivo a descoberto.

Tabela 7 - Resumo das demonstrações societárias de 2009

R\$ milhões

	Itens Regulatórios		Ativo total			Passivo Total			Patrimônio Líquido			Lucro			ROE			Liquidez Corrente		
	Ativo	Passivo	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B-A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)
AES Sul	79	123	2.243	2.151	-4,1%	1.630	1.476	-9,4%	613	675	10,1%	157	270	71,7%	18,7%	30,0%	11,2%	0,74	0,73	-1,0%
Amazonas	353	91	4.424	4.040	-8,7%	2.244	2.016	-10,2%	2.180	2.025	-7,1%	(60)	(94)	-55,9%	n/a	n/a	n/a	0,84	0,64	-23,9%
Ampla	149	217	4.589	4.443	-3,2%	3.194	2.858	-10,5%	1.395	1.585	13,7%	222	526	136,6%	14,1%	29,8%	15,7%	1,20	1,26	5,5%
Bandeirante	95	77	2.535	2.426	-4,3%	1.899	1.771	-6,7%	636	655	2,9%	242	290	19,8%	28,1%	33,0%	4,8%	0,89	0,85	-4,3%
Caiua	20	3	389	368	-5,3%	295	282	-4,2%	95	86	-8,7%	14	8	-42,8%	14,3%	9,0%	-5,3%	0,55	0,52	-5,3%
CEEE	71	47	4.033	3.968	-1,6%	2.096	2.042	-2,6%	1.937	1.926	-0,6%	1.906	1.994	4,6%	98,4%	103,5%	5,1%	0,70	0,66	-5,3%
CELESC	233	75	3.540	3.281	-7,3%	2.023	1.866	-7,7%	1.517	1.415	-6,7%	72	68	-5,4%	4,7%	4,8%	0,1%	1,29	1,11	-13,7%
CELG	623	385	6.411	5.657	-11,8%	6.281	5.563	-11,4%	130	94	-27,9%	(91)	(325)	-257,6%	n/a	n/a	n/a	0,41	0,41	0,1%
Celpa	87	22	4.109	4.041	-1,7%	2.951	2.718	-7,9%	1.158	1.323	14,3%	122	226	85,7%	9,7%	15,9%	6,2%	0,88	0,86	-3,0%
Celpe	162	109	3.568	3.441	-3,6%	4.795	4.656	-2,9%	(1.227)	(1.215)	-0,9%	436	717	64,6%	-41,6%	-69,2%	-27,6%	0,37	0,33	-9,0%
Celtins	8	10	922	916	-0,7%	406	341	-15,9%	516	575	11,3%	50	71	41,3%	9,6%	12,2%	2,6%	1,21	1,20	-0,9%
Cemar	85	17	2.548	2.468	-3,1%	1.818	1.798	-1,1%	730	670	-8,2%	199	242	21,8%	25,2%	33,2%	8,0%	1,74	1,63	-6,6%
Cemat	103	60	3.319	3.254	-2,0%	2.066	1.977	-4,3%	1.252	1.276	1,9%	167	396	137,0%	13,2%	30,7%	17,5%	0,73	0,69	-5,0%
Cemig	1.196	953	9.657	8.419	-12,8%	7.012	6.024	-14,1%	2.645	2.396	-9,4%	338	1.453	329,5%	11,9%	55,9%	44,0%	1,20	1,17	-2,7%
Ceron	40	2	866	825	-4,7%	575	547	-4,8%	(826)	278	-133,7%	6	(16)	-357,0%	n/a	n/a	n/a	1,55	1,36	-12,5%
Cepisa	41	0	728	687	-5,6%	794	766	-3,5%	(845)	(79)	-90,6%	(67)	(94)	-39,7%	n/a	n/a	n/a	1,58	1,43	-9,7%
Ceal	44	13	817	772	-5,5%	480	453	-5,6%	337	319	-5,3%	(2)	13	-686,5%	n/a	4,1%	n/a	1,31	1,20	-8,1%
Coelba	93	131	4.715	4.577	-2,9%	2.936	2.745	-6,5%	1.780	1.832	2,9%	809	756	-6,6%	33,4%	30,5%	-2,9%	0,84	0,84	0,3%
Coelce	139	43	2.880	2.752	-4,4%	1.841	1.766	-4,1%	1.039	986	-5,1%	334	439	31,4%	26,7%	36,6%	9,9%	0,88	0,80	-8,3%
Copel	237	114	5.929	5.663	-4,5%	2.753	2.592	-5,9%	3.176	3.072	-3,3%	320	360	12,6%	9,5%	11,0%	1,5%	1,32	1,38	4,8%
Cosern	94	70	1.503	1.410	-6,2%	917	767	-16,4%	585	643	9,8%	197	295	49,6%	24,7%	34,5%	9,8%	0,90	0,83	-7,0%
CPFL Piratininga	115	56	1.930	1.810	-6,3%	1.700	1.611	-5,2%	231	198	-14,0%	184	237	28,8%	44,6%	62,3%	17,7%	0,75	0,67	-10,6%
CPFL Paulista	186	282	4.408	4.296	-2,5%	3.911	3.590	-8,2%	497	707	42,1%	458	1.129	146,6%	59,8%	115,8%	56,0%	0,79	0,80	0,9%
Elektro	200	105	3.242	3.006	-7,3%	2.114	1.935	-8,5%	1.127	1.071	-5,0%	486	473	-2,7%	36,3%	36,9%	0,6%	0,98	0,90	-8,2%
Eletropaulo	444	244	11.855	11.397	-3,9%	8.575	8.263	-3,6%	3.281	3.134	-4,5%	1.063	1.334	25,5%	26,3%	34,2%	7,9%	0,99	0,93	-6,4%
Energisa MG	9	8	411	404	-1,6%	349	190	-45,5%	62	214	245,3%	30	48	62,0%	38,9%	21,1%	-17,8%	1,33	1,35	1,0%
Energisa PB	23	7	1.157	1.138	-1,7%	683	673	-1,5%	474	465	-1,9%	134	158	17,7%	27,9%	33,4%	5,6%	1,84	1,80	-2,2%
Energisa SE	9	14	1.042	1.031	-1,0%	723	702	-3,0%	319	330	3,5%	110	125	13,8%	34,5%	37,9%	3,4%	1,28	1,32	2,7%
Enersul	28	107	1.760	1.696	-3,7%	1.082	941	-13,0%	679	755	11,3%	79	31	-61,0%	11,6%	4,1%	-7,5%	1,28	1,66	29,0%
Escelsa	62	29	1.903	1.831	-3,8%	1.483	1.401	-5,6%	738	430	-41,7%	124	61	-51,1%	14,6%	11,2%	-3,4%	1,01	0,99	-2,7%
Light	301	109	8.981	8.718	-2,9%	6.149	6.019	-2,1%	2.555	2.699	5,6%	528	824	55,9%	17,9%	26,6%	8,7%	1,55	1,49	-3,9%
RGE	61	60	2.643	2.587	-2,1%	1.465	1.302	-11,1%	1.178	1.284	9,0%	163	262	60,5%	12,6%	18,7%	6,1%	1,05	1,04	-0,6%

O efeito “eliminação” dos itens regulatórios no exercício de 2009 causou um acréscimo no lucro líquido de vinte e um das trinta e duas distribuidoras de energia (65,6%), enquanto o patrimônio líquido cresceu em apenas 14 das empresas (43,7%).

A Cosern possuía R\$94 milhões em ativos regulatórios, R\$70 milhões em passivos regulatórios, totalizando valor líquido de R\$24 milhões. A eliminação desses valores, bem como dos respectivos impostos diferidos, causou redução de 6,2% no ativo total, 16,4% no passivo total e aumento de 9,8% no patrimônio líquido.

O lucro da Cosern seria afetado positivamente em 49,6% (de R\$197 milhões para R\$295 milhões). Diferentemente, na Escelsa, a eliminação dos itens regulatórios reduziria o patrimônio líquido em 41,7%, e o lucro, em 51,1%. Em outras palavras, os itens regulatórios aumentariam o lucro da Escelsa e reduziriam o da Cosern.

Ao expurgar os efeitos dos itens regulatórios, constata-se aumento do ROE em vinte e uma das vinte e sete distribuidoras de energia elétrica da amostra (77,8%). Na Cemat, Coelce e Eletropaulo, o ROE aumentaria em 17,5 p.p., 9,9 p.p. e 7,9 p.p., respectivamente. Já para a Bandeirante, Coelpe e Energisa MG, o ROE reduziria em 5,3 p.p., 27,6 p.p. e 17,8 p.p., respectivamente.

Por fim, a liquidez corrente melhora em apenas oito das trinta e duas empresas (25%). A CPFL Piratininga e a Celpe teriam a liquidez corrente reduzida em 10,6% e 9%, respectivamente. Em contrapartida, na Ampla e na Copel, a liquidez corrente seria ampliada em 5,5% e 4,8%, respectivamente.

Diferente dos anos de 2008 e 2009, no exercício de 2010, a contabilização dos itens regulatórios foi proibida, e, conseqüentemente, os valores e os respectivos impostos diferidos foram eliminados. Desse modo, o tratamento é o inverso: o valor dos itens regulatórios é recomposto.

Os valores apresentados a seguir como “ajustado” consideram o reconhecimento dos itens regulatórios.

Tabela 8 - Resumo das demonstrações societárias de 2010

R\$ milhões

	<u>Itens Regulatórios</u>		<u>Ativo total</u>			<u>Passivo Total</u>			<u>Patrimônio Líquido</u>			<u>Lucro</u>			<u>ROE</u>			<u>Liquidez Corrente</u>		
	Ativo	Passivo	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B-A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)
AES Sul	52	86	2.430	2.511	3,3%	1.628	1.735	6,6%	802	776	-3,2%	199	205	3,1%	18,4%	19,4%	1,0%	0,67	0,67	-0,9%
Ampla	86	146	4.314	4.449	3,1%	2.730	2.907	6,5%	1.583	1.542	-2,6%	216	220	1,8%	13,4%	14,0%	0,6%	0,70	0,68	-2,0%
Bandeirante	134	126	2.657	2.833	6,6%	1.837	2.023	10,1%	820	811	-1,2%	278	306	10,1%	31,6%	35,1%	3,6%	1,07	1,05	-1,8%
Caixa	38	18	355	399	12,4%	301	334	11,0%	54	65	20,0%	(13)	(10)	28,9%	n/a	n/a	n/a	0,50	0,53	6,4%
CEEE	85	48	4.020	4.121	2,5%	2.273	2.354	3,6%	1.747	1.767	1,2%	(211)	(202)	4,2%	n/a	n/a	n/a	0,45	0,50	11,5%
CELESC	207	70	4.155	4.386	5,6%	2.887	3.055	5,8%	1.268	1.330	4,9%	180	235	30,2%	13,6%	16,9%	3,3%	0,96	1,08	12,2%
CELG	924	512	5.930	7.027	18,5%	6.809	7.686	12,9%	(880)	(658)	-25,1%	(616)	(517)	16,0%	n/a	n/a	n/a	0,29	0,29	2,8%
Celpe	125	26	4.219	4.353	3,2%	3.328	3.415	2,6%	892	938	5,2%	(45)	(9)	-80,9%	n/a	n/a	n/a	0,99	1,03	4,0%
Celpe	61	109	3.680	3.716	1,0%	2.129	2.259	6,1%	1.551	1.457	-6,1%	448	327	-27,1%	28,5%	22,1%	-6,4%	1,04	1,00	-3,7%
Celtins	11	11	1.022	1.036	1,4%	466	482	3,4%	555	554	-0,2%	59	61	4,4%	10,4%	10,9%	0,5%	1,08	1,09	0,8%
Cemar	59	19	2.808	2.863	2,0%	1.900	1.939	2,1%	908	924	1,8%	279	260	-6,8%	28,9%	26,5%	-2,4%	1,71	1,75	2,4%
Cemat	99	55	3.328	3.446	3,5%	2.160	2.249	4,1%	1.169	1.197	2,5%	19	19	4,7%	1,6%	1,6%	0,0%	0,75	0,78	4,5%
Cemig	883	404	9.600	10.466	9,0%	7.223	7.927	9,7%	2.377	2.539	6,8%	441	142	-67,8%	18,2%	5,5%	-12,7%	1,30	1,22	-5,6%
Ceron	54	8	1.257	1.313	4,5%	993	1.022	2,9%	264	291	10,4%	5	10	111,5%	1,8%	3,4%	1,6%	1,31	1,34	2,1%
Cepisa	41	0	817	858	5,0%	1.021	1.049	2,7%	(204)	(191)	-6,5%	(69)	(42)	38,8%	n/a	n/a	n/a	1,09	1,24	13,5%
Ceal	44	13	888	934	5,2%	614	643	4,6%	274	292	6,5%	(43)	(48)	-12,5%	n/a	n/a	n/a	0,85	0,94	11,3%
Coelba	61	111	5.374	5.432	1,1%	2.996	3.127	4,4%	2.378	2.305	-3,1%	946	867	-8,4%	39,3%	37,1%	-2,2%	1,15	1,11	-3,9%
Coelce	89	65	3.076	3.162	2,8%	1.719	1.815	5,6%	1.357	1.347	-0,7%	472	424	-10,2%	32,6%	29,4%	-3,1%	0,67	0,70	4,5%
Copel	111	132	6.708	6.767	0,9%	3.391	3.562	5,0%	3.317	3.205	-3,4%	525	334	-36,3%	14,3%	9,4%	-4,9%	1,35	1,34	-1,4%
Cosern	38	42	1.501	1.543	2,8%	781	835	7,0%	720	708	-1,7%	254	235	-7,2%	34,8%	32,8%	-2,0%	1,23	1,19	-3,2%
CPFL Piratininga	125	137	2.236	2.364	5,8%	1.839	2.018	9,7%	397	346	-12,7%	302	219	-27,5%	76,0%	63,1%	-12,9%	1,05	1,02	-2,7%
CPFL Paulista	224	308	4.750	5.055	6,4%	3.942	4.326	9,8%	809	728	-9,9%	696	648	-6,9%	66,5%	67,1%	0,5%	0,72	0,71	-1,0%
Elektro	123	76	3.242	3.375	4,1%	1.874	1.992	6,3%	1.368	1.383	1,1%	450	419	-7,0%	31,6%	29,1%	-2,5%	0,89	0,95	6,6%
Eletropaulo	255	401	11.396	11.663	2,3%	7.659	8.146	6,4%	3.737	3.516	-5,9%	1.348	1.106	-17,9%	35,3%	30,7%	-4,5%	1,31	1,26	-3,4%
Energisa MG	15	5	411	427	4,0%	331	344	4,0%	80	84	4,2%	53	59	10,6%	59,5%	63,4%	3,9%	1,29	1,35	4,3%
Energisa PB	17	10	1.220	1.238	1,5%	722	738	2,2%	317	499	57,7%	108	103	-5,2%	34,2%	20,6%	-13,6%	2,01	1,99	-0,8%
Energisa SE	12	12	978	993	1,6%	652	669	2,6%	326	324	-0,4%	34	37	8,4%	9,0%	9,8%	0,8%	1,65	1,60	-2,8%
Enersul	23	10	1.761	1.787	1,5%	984	1.002	1,8%	778	785	1,0%	85	85	-0,6%	10,9%	10,7%	-0,2%	1,25	1,25	0,0%
Escelsa	54	119	2.293	2.369	3,3%	1.482	1.620	9,3%	810	749	-7,5%	179	143	-20,0%	21,1%	18,2%	-2,9%	0,99	0,95	-4,1%
Light	105	224	8.038	8.131	1,2%	5.595	5.855	4,6%	2.442	2.276	-6,8%	475	303	-36,2%	19,3%	13,2%	-6,1%	1,13	1,08	-4,1%
RGE	77	74	2.793	2.892	3,5%	1.538	1.638	6,5%	1.255	1.254	-0,1%	241	235	-2,5%	19,2%	18,7%	-0,5%	0,87	0,90	2,9%

Ao recompor o efeito dos itens regulatórios e seu efeito fiscal tem-se que o lucro, juntamente com o patrimônio, seria reduzido em treze das dezoito distribuidoras de energia elétrica (72,2%) no exercício de 2010. O patrimônio líquido da Caiuá iria de R\$54 milhões para R\$65milhoes (aumento de 20,0%). Por outro lado, a Light teria seu lucro reduzido de R\$ 2.442 milhões para R\$2.276 milhões (redução de 6,8%). O lucro da Caiuá aumentaria 28,9%, e o da Light reduziria em 36,2%.

Ao considerar os itens regulatórios, o ROE de dez das vinte e cinco empresas aumentaria (40%). Pode-se dizer que o ROE da Bandeirante e da CELESC aumentaria 3,6 p.p. e 3,3 p.p., respectivamente. Já o da Cemig despencaria 12,7%, e o da Energisa PB, 13,6 p.p. A liquidez corrente melhoraria em quinze das trinta e uma distribuidoras (48,4%).

Para as demonstrações contábeis societárias referentes ao exercício de 2011, foram aplicados os mesmo procedimentos efetuados nas de 2010. Logo, o efeito dos itens regulatórios foi recomposto.

Tabela 9 - Resumo das demonstrações societárias de 2011

R\$ milhões

	<u>Itens Regulatórios</u>		<u>Ativo total</u>			<u>Passivo Total</u>			<u>Patrimônio Líquido</u>			<u>Lucro</u>			<u>ROE</u>			<u>Liquidez Corrente</u>		
	Ativo	Passivo	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B-A)	Societário (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)
AES Sul	61	241	2.651	2.794	5,4%	1.826	2.099	15,0%	825	695	-15,8%	246	269	9,4%	29,9%	38,8%	8,9%	0,78	0,67	-14,6%
Ampla	66	161	4.659	4.779	2,6%	3.023	3.220	6,5%	1.636	1.559	-4,7%	210	237	12,8%	12,7%	15,0%	2,3%	0,74	0,71	-4,1%
Bandeirante	170	194	2.014	2.240	11,2%	1.786	2.038	14,1%	791	201	-74,5%	223	203	-9,0%	26,5%	81,0%	54,5%	1,02	0,97	-4,8%
Caiua	17	3	375	392	4,4%	368	377	2,4%	7	15	108,5%	(47)	(50)	-7,2%	n/a	n/a	n/a	0,50	0,51	2,9%
CEEE	41	21	1.514	1.561	3,1%	1.257	1.292	2,8%	257	269	4,4%	(3)	(7)	-110,4%	-1,2%	-2,5%	-1,2%	0,61	0,65	7,3%
CELESC	79	79	4.497	4.592	2,1%	3.013	3.119	3,5%	1.484	1.473	-0,8%	287	266	-7,5%	18,6%	17,3%	-1,3%	1,07	1,07	-0,4%
Celpe	128	38	4.358	4.496	3,2%	3.858	3.939	2,1%	500	557	11,3%	(391)	(396)	-1,2%	n/a	n/a	n/a	0,49	0,50	2,7%
Celpe	44	108	4.058	4.128	1,7%	2.450	2.573	5,0%	1.607	1.554	-3,3%	283	263	-7,1%	17,4%	16,7%	-0,7%	1,33	1,24	-7,0%
Celtins	10	22	1.164	1.177	1,1%	580	605	4,4%	584	571	-2,2%	39	30	-22,1%	6,3%	5,0%	-1,3%	1,37	1,36	-0,5%
Cemat	53	165	3.547	3.604	1,6%	2.270	2.453	8,1%	1.277	1.150	-9,9%	147	44	-70,1%	11,3%	3,8%	-7,6%	0,92	0,94	2,4%
Cemig	303	547	10.735	11.190	4,2%	8.078	8.728	8,0%	2.656	2.462	-7,3%	720	655	-9,0%	26,0%	25,5%	-0,6%	1,13	1,04	-7,2%
Ceron	119	42	1.639	1.772	8,2%	1.504	1.597	6,2%	135	176	30,0%	(129)	(107)	16,6%	n/a	n/a	n/a	1,26	1,32	4,8%
Coelba	92	131	6.138	6.274	2,2%	3.840	4.004	4,3%	2.298	2.271	-1,2%	750	755	0,5%	32,2%	32,8%	0,6%	1,07	1,05	-2,5%
Coelce	85	203	3.353	3.459	3,2%	1.882	2.114	12,3%	1.471	1.345	-8,5%	471	378	-19,7%	30,1%	26,3%	-3,8%	1,10	1,00	-8,6%
Copel	56	175	7.630	7.713	1,1%	3.964	4.158	4,9%	3.666	3.554	-3,0%	536	471	-12,0%	12,8%	11,6%	-1,2%	1,26	1,20	-4,7%
Cosern	20	56	1.682	1.711	1,7%	912	975	6,9%	770	736	-4,4%	232	212	-8,7%	29,9%	28,6%	-1,4%	1,52	1,37	-9,7%
CPFL Piratininga	157	249	2.392	2.606	9,0%	2.003	2.305	15,1%	389	301	-22,6%	308	256	-17,1%	79,3%	84,9%	5,6%	1,13	0,99	-12,6%
CPFL Paulista	193	284	7.453	7.740	3,8%	4.864	5.214	7,2%	898	2.526	181,3%	613	608	-0,8%	68,3%	24,1%	-44,2%	1,00	0,96	-4,2%
Elektro	136	317	3.419	3.613	5,7%	2.050	2.413	17,7%	1.369	1.200	-12,4%	492	395	-19,7%	34,4%	31,4%	-3,1%	1,42	1,42	-0,4%
Eletropaulo	663	1.244	11.371	12.309	8,3%	7.361	8.830	20,0%	4.010	3.479	-13,2%	1.572	1.286	-18,2%	37,2%	34,8%	-2,4%	1,17	0,94	-19,7%
Energisa MG	9	8	455	464	1,9%	387	398	2,9%	68	66	-4,0%	35	30	-16,4%	51,9%	45,2%	-6,7%	1,43	1,41	-1,6%
Energisa PB	19	17	1.259	1.283	1,9%	703	726	3,3%	556	557	0,2%	123	122	-1,0%	22,1%	21,8%	-0,3%	1,79	1,74	-2,5%
Energisa SE	9	16	1.050	1.063	1,2%	696	715	2,7%	354	348	-1,8%	53	49	-8,0%	14,7%	13,7%	-0,9%	1,48	1,41	-4,5%
Enersul	24	27	1.882	1.911	1,5%	1.094	1.129	3,2%	788	782	-0,8%	152	142	-6,4%	18,7%	17,7%	-1,1%	1,27	1,28	0,7%
RGE	126	142	2.836	3.003	5,9%	1.507	1.692	12,3%	1.328	1.311	-1,3%	241	228	-5,3%	16,8%	16,1%	-0,7%	0,67	0,69	2,3%

Após a recomposição, o patrimônio líquido de apenas seis das vinte e cinco distribuidoras aumentou, ou seja, em 76% da amostra a adição dos itens regulatórios reduziria o patrimônio líquido. Pode-se destacar o efeito na Eletropaulo, que iria ter saldo líquido de itens regulatórios negativo em R\$537 milhões. Já a CEEE, teria seu patrimônio líquido ampliado de R\$257 milhões para R\$269 milhões (aumento de 4,4%). A Celpa teria um impacto positivo ainda maior (11,3%).

O lucro líquido de quatro das vinte e cinco distribuidoras subiria (16%). Pode-se destacar o impacto negativo na Celtins, Coelce e CPFL Piratininga, com quedas de 22,1%, 19,7% e 17,1%, respectivamente. Na contramão, a AES Sul teve seu lucro ampliado em 9,4%, e a Ampla, em 12,8%.

A variação no ROE somente foi possível de ser apurada em vinte e duas distribuidoras, sendo que dezessete tiveram o ROE impactado negativamente (77,3%). O da AES Sul teria impacto de 8,9 p.p., indo de 29,9% para 38,8%. A Cemat teve uma redução de 11,3% para 3,8%, ou seja, um decréscimo de 7,6 p.p.

Na mesma linha, a liquidez corrente deteriorou-se em 72% das distribuidoras (dezoito das vinte e cinco). A Cosern teve sua liquidez corrente reduzida em 9,7%, enquanto a Eletropaulo, em 19,7%. Por outro lado, a liquidez corrente da CEEE melhorou 7,3%.

A seguir, é apresentado o último exercício da amostra, as demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício de 2011. Essas demonstrações apresentam diversas divergências em relação às demonstrações societárias. Conforme citado anteriormente, as principais diferenças se referem à contabilização da infraestrutura e dos itens regulatórios. Devido ao fato de os itens regulatórios estarem registrados, o tratamento é análogo aos exercícios de 2008 e 2009, ou seja, os itens regulatórios e seus efeitos tributários são expurgados.

Tabela 10 - Resumo das demonstrações regulatórias de 2011

R\$ milhões

	<u>Itens Regulatórios</u>		<u>Ativo total</u>			<u>Passivo Total</u>			<u>Patrimônio Líquido</u>			<u>Lucro</u>			<u>ROE</u>			<u>Liquidez Corrente</u>		
	Ativo	Passivo	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B-A)	Regulatório (A)	Ajustado (B)	Variação (B/A)
AES Sul	61	241	2.892	2.749	-4,9%	2.111	1.837	-13,0%	781	911	16,7%	132	109	-17,5%	16,9%	12,0%	-5,0%	0,67	0,78	17,0%
Ampla	66	161	4.706	4.585	-2,6%	3.155	2.958	-6,3%	1.551	1.628	4,9%	171	145	-15,7%	10,9%	8,8%	-2,1%	0,71	0,75	4,3%
Bandeirante	170	194	3.172	2.946	-7,1%	2.160	1.943	-10,0%	1.012	1.003	-0,9%	180	220	22,6%	17,0%	21,0%	4,0%	0,98	1,03	5,1%
Caiua	17	3	301	284	-5,5%	385	324	-15,8%	(84)	(39)	-53,0%	(52)	(45)	-13,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,51	0,50	-2,8%
Celpa	128	38	3.865	3.727	-3,6%	3.716	3.672	-1,2%	149	55	-63,0%	(410)	(400)	-197,6%	n/a	n/a	n/a	0,50	0,49	-2,7%
Celpe	44	108	4.580	4.510	-1,5%	2.521	2.370	-6,0%	2.059	2.141	4,0%	240	280	17,0%	11,5%	13,0%	1,4%	1,27	1,37	7,6%
Celtins	10	22	1.080	1.067	-1,2%	574	537	-6,5%	506	530	4,8%	26	43	67,3%	4,8%	7,6%	2,9%	1,36	1,37	0,5%
Cemat	53	165	4.201	4.145	-1,3%	2.316	2.148	-7,3%	927	1.997	115,5%	(9)	200	2115,0%	n/a	9,9%	n/a	0,94	0,92	-2,3%
Cemig	303	547	11.427	10.971	-4,0%	8.742	8.176	-6,5%	2.685	2.795	4,1%	551	683	23,9%	19,7%	23,5%	3,8%	1,02	1,09	7,2%
Coelba	92	131	6.793	6.656	-2,0%	3.924	3.760	-4,2%	2.869	2.896	1,0%	592	588	-0,7%	20,4%	20,1%	-0,3%	1,07	1,10	2,7%
Coelce	85	203	3.427	3.321	-3,1%	2.046	1.812	-11,4%	1.381	1.509	9,3%	378	566	49,9%	25,6%	35,3%	9,7%	1,00	1,09	9,4%
Cosern	20	56	1.930	1.901	-1,5%	943	858	-9,0%	987	1.043	5,7%	177	218	23,3%	17,8%	20,8%	3,0%	1,41	1,56	10,8%
CPFL Piratininga	157	249	2.736	2.522	-7,8%	2.251	1.996	-11,4%	484	526	8,5%	219	326	49,0%	45,2%	62,1%	16,8%	1,00	1,14	14,6%
CPFL Paulista	193	284	6.300	6.014	-4,6%	5.148	4.810	-6,6%	1.152	1.203	4,4%	537	548	1,9%	46,6%	45,5%	-1,1%	0,97	1,01	4,5%
Elektro	136	317	3.763	3.569	-5,2%	2.397	2.015	-15,9%	1.366	1.554	13,8%	312	509	63,2%	21,8%	31,5%	9,7%	1,42	1,42	0,4%
Eletropaulo	663	1.244	11.521	10.583	-8,1%	8.414	7.124	-15,3%	3.108	3.459	11,3%	1.340	1.922	43,4%	40,4%	52,4%	12,0%	0,97	1,21	25,1%
Energisa MG	9	8	495	487	-1,7%	405	171	-57,7%	90	315	250,1%	29	41	40,9%	32,1%	12,9%	-19,2%	1,43	1,46	1,7%
Energisa PB	19	17	1.368	1.344	-1,7%	748	728	-2,6%	620	616	-0,7%	112	114	2,3%	18,0%	18,6%	0,5%	1,77	1,81	2,7%
Energisa SE	9	16	1.146	1.133	-1,1%	739	717	-3,0%	407	416	2,4%	47	56	18,5%	11,3%	13,1%	1,8%	1,44	1,51	4,7%
Enersul	24	27	2.003	1.974	-1,4%	1.156	1.126	-2,6%	847	848	0,2%	130	150	15,2%	15,0%	17,2%	2,2%	1,28	1,27	-0,7%
RGE	126	142	2.956	2.789	-5,7%	1.650	1.499	-9,1%	1.307	1.290	-1,3%	222	247	11,6%	15,7%	17,7%	2,0%	0,70	0,69	-1,9%

De maneira geral, a retirada do efeito dos itens regulatórios teria impacto positivo nas distribuidoras de energia elétrica da amostra. O patrimônio líquido cresceria em dezesseis das vinte e uma empresas (76,2%). O lucro também ampliaria em dezesseis delas. Já o ROE melhoraria em treze das dezoito empresas (72,2%), e a liquidez corrente teria impacto positivo em dezesseis das vinte e uma distribuidoras.

Ao sintetizar por exercício, os resultados acima demonstrados por empresa, tem-se que o eventual reconhecimento dos itens regulatórios afetaria da seguinte maneira o lucro líquido das distribuidoras de energia:

Tabela11 – Efeitos dos itens regulatórios no lucro

	2008	2009	2010	2011⁷⁷	2011 (DR)
Positivamente	20	10	14	4	3
Negativamente	11	22	17	21	18
Total de empresas	31	32	31	25	21

Fonte: o autor

De acordo com a Tabela 11, apenas no ano de 2008, a contabilização dos itens regulatórios aumentaria o lucro líquido da maioria das empresas (64,5%). Não foi possível conseguir as demonstrações contábeis regulatórias de 2011 (2011 [DR]) para doze das trinta e três distribuidoras de energia da amostra (36,4%).

Considerando as demonstrações com os itens regulatórios, a Tabela 12 apresenta a proporção do ativo regulatório e do saldo líquido dos itens regulatórios em relação ao patrimônio líquido por ano. A proporção anual é a média das proporções mensuradas individualmente por distribuidora.

Tabela 12 - Proporção de itens regulatórios

	Ativo regulatório	Saldo líquido dos itens regulatórios
2008	36,9%	20,1%
2009	26,6%	8,2%
2010	7,8%	0,9%
2011	22,5%	5,9%
2011 (DR)	11,2%	(4,3)%

Fonte: o autor

⁷⁷Devido à contabilização dos itens regulatórios ser proibida, muitas empresas não divulgaram seus efeitos em notas explicativas. Assim, por diversas vezes, foram utilizadas as demonstrações contábeis regulatórias. Isso justifica o fato de a amostra de 2011 ser inferior a dos anos anteriores.

No ano de 2008, tanto os ativos regulatórios quanto o saldo líquido dos itens regulatórios se mostraram extremamente significativos em relação ao patrimônio líquido (36,9% e 20,1%, respectivamente). Por outro lado, no ano de 2010, esses valores foram bem inferiores (7,8% e 0,9%). Utilizando as demonstrações contábeis regulatórias de 2011 (2011[DR]), o saldo do passivo regulatório, na média das empresas, é superior ao saldo do ativo regulatório.

Na Tabela 13, é apresentado o saldo consolidado dos ativos regulatórios de todas as distribuidoras da amostra, bem como a representatividade frente ao patrimônio líquido total.

Tabela 13 - Ativos regulatórios anuais da amostra

	Ativo regulatório (\$000)	Proporção do Patrimônio Líquido
2008	5.934.343	20,53%
2009	4.737.579	14,53%
2010	4.231.404	12,66%
2011	2.681.730	9,40%
2011 (DR)	2.386.121	9.86 %

Fonte: o autor

Gráfico 1 - Evolução anual no saldo acumulado de ativos regulatórios

Fonte: o autor

Já na Tabela 14, é apresentado o saldo consolidado líquido dos itens regulatórios frente ao patrimônio líquido.

Tabela 14 - Itens regulatórios líquidos anuais da amostra

	Itens regulatórios líquidos (\$000)	Proporção do Patrimônio Líquido
2008	3.575.172	12,37%
2009	4.567.641	14,01%
2010	853.369	2,55%
2011	(1.808.514)	(6,34)%
2011 (DR)	(1.787.739)	(7,39)%

Fonte: o autor

Gráfico 2 - Evolução anual no saldo líquido acumulado dos itens regulatórios

Fonte: o autor

Com base nas informações apresentadas nas Tabelas 13 e 14 e nos Gráficos 1 e 2, fica evidente que os itens regulatórios tiveram uma tendência de queda durante o período estudado. O saldo positivo líquido de 12,4% do patrimônio líquido passou para um saldo negativo de 7,4% do patrimônio. Ou seja, as distribuidoras, no total, terão que devolver valores arrecadados a maior nas tarifas futuras.

Todavia, a tendência para os anos de 2012 e o começo de 2013⁷⁸ é a de que o saldo do ativo regulatório aumente significativamente. O aumento se justifica frente à redução no nível dos reservatórios das hidrelétricas, que exigiu o acionamento das termoeletricas, e estas geram energia elétrica a um custo mais elevado. Esse custo é repassado no próximo reajuste tarifário, como, por exemplo, pelos Encargos do Serviço do Sistema (ESS). Segundo dados divulgados em reportagem no *Brasil Econômico* (Neto, p. 6, 2013), o Instituto Acende Brasil utilizou-se de informações da CCEE para afirmar que o custo do acionamento das térmicas entre outubro

⁷⁸ O exercício de 2012 não foi utilizado na presente pesquisa, pois até a data de seu término as demonstrações financeiras referentes a este exercício não tinham sido divulgadas.

de 2012 até janeiro de 2013 foi de R\$2,26 bilhões. O Instituto ainda estima que até abril esse valor alcance R\$4 bilhões.

Ao analisar o efeito no lucro líquido, retorno sobre o patrimônio (ROE) e liquidez corrente, a variação da retirada dos itens regulatórios, na média, é a seguinte:

Tabela 15 - Variação média nos indicadores econômico-financeiros

	Lucro Líquido⁷⁹	Liquidez Corrente	ROE⁸⁰
2008	(26,4)%	(7,8)%	(13,1)%
2009	29,4%	(3,9)%	4,3%
2010	(4,8)%	(1,6)%	1,6%
2011	10,1%	3,5%	(14,2)%
2011(DR)	21,3%	4,5%	(9,4)%

Fonte: o autor

Segundo a Tabela 15, o lucro líquido se altera significativamente na maioria dos exercícios. Em 2008 e 2010, os itens regulatórios aumentam o lucro; nos outros, reduzem. A liquidez corrente é afetada em todos os exercícios, especialmente em 2008 (redução média de 7,8%).

Com relação ao ROE, o efeito se mostrou muito relevante no exercício de 2008. Uma eventual “baixa” dos ativos regulatórios iria diminuir o indicador, na média, em 13,1%. É interessante notar que os itens regulatórios afetam o numerador e o denominador da equação de apuração do ROE, impactam no lucro, que, por sua vez, reflete no patrimônio líquido, junto com a baixa do saldo líquido dos itens regulatórios, já considerados os respectivos efeitos tributários.

Para testar se os indicadores são estatisticamente diferentes, empregam-se testes de média. Inicialmente, a fim de escolher o teste de média adequado, testa-se a existência de normalidade nas amostras. Para detecção da normalidade, utiliza-se o teste de Shapiro-Wilk para as amostras com até trinta observações e o teste de Kolmogorov-Smirnov para as demais, ambos com nível de significância (α) de 5%. Por fim, realiza-se o teste paramétrico t para amostras emparelhadas nos exercícios em existe normalidade. Para os outros, foi utilizado o não paramétrico de Wilcoxon.

⁷⁹ Foram retirados *outliers* (variação superior a 150%).

⁸⁰ As distribuidoras com passivo a descoberto ou prejuízo no exercício foram excluídas.

Tabela 16 - Teste de normalidade

	<u>Lucro Líquido</u>		<u>Liquidez Corrente</u>		<u>ROE</u>	
	Com	Sem	Com	Sem	Com	Sem
2008	0,004	0,055	0,111	0,200	0,001	0,000
2009	0,000	0,001	0,200	0,200	0,035	0,000
2010	0,026	0,089	0,200	0,200	0,114	0,475
2011	0,038	0,006	0,438	0,700	0,000	0,000
2011(DR)	0,000	0,000	0,423	0,874	0,000	0,000

Fonte: o autor

Devido ao número de observações, o teste Kolmogorov-Smirnov é adequado para os exercícios de 2008, 2009 e 2010. Todas as amostras de liquidez corrente apresentaram normalidade, juntamente com o ROE de 2010. Para os exercícios que apresentaram normalidade, empregou-se o teste paramétrico *t* para amostras emparelhadas. Nos outros exercícios, o teste não paramétrico de Wilcoxon.

Tabela 17 - Teste de média

	<u>Lucro Líquido</u>		<u>Liquidez Corrente</u>		<u>ROE</u>	
	<i>t / Z</i>	<i>p-value</i>	<i>t / Z</i>	<i>p-value</i>	<i>t / Z</i>	<i>p-value</i>
2008	(1,470)	0,142	4,315	0,000	(1,676)	0,094
2009	(2,861)	0,004	1,399	0,172	(2,273)	0,023
2010	(1,889)	0,059	1,011	0,320	(1,699)	0,106
2011	(2,919)	0,004	(3,212)	0,004	(0,525)	0,600
2011(DR)	(3,180)	0,001	(3,713)	0,001	(2,315)	0,021

Fonte: o autor

Os quadros hachurados (*p-value* < α = 0,05) representam os indicadores que apresentaram diferença estatística. Inicialmente, observa-se que, para as demonstrações contábeis regulatórias (2011[DR]), houve diferença estatística em todos os indicadores econômico-financeiros.

Para os exercícios de 2009, 2010, 2011 e 2011(DR), o reconhecimento dos itens regulatórios reduziria o lucro de maneira estatisticamente significativa. Em termos estatísticos, a liquidez corrente é igual para os exercícios de 2009 e 2010, e o ROE, diferente em 2009 e 2011(DR).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Algumas atividades econômicas, pelos mais diversos motivos, não acontecem em condições de mercado, fazendo-se necessária a intervenção do Estado na fixação dos preços. A tarifa permitida aos participantes dessas atividades visa recuperar integralmente alguns custos, enquanto outros apresentam determinadas limitações.

Nos casos em que a tarifa de uma atividade regulada tenha a garantia da recuperação de todos os custos incorridos não existirá incentivo para o aumento de eficiência e qualidade dos serviços prestados. Assim, normalmente, parte da tarifa remunera alguns custos com base em níveis considerados adequados, as eventuais diferenças em relação ao custo efetivamente incorrido são absorvidas pela empresa.

Na prática, encontram-se implementados diversos mecanismos para garantir a recuperação dos custos permitidos. A tarifa é reajustada em intervalos regulares, qualquer divergência entre esses custos contemplados na tarifa e aqueles efetivamente incorridos são repassados nos próximos reajustes tarifários.

Conforme o mecanismo de *pass-through* destes custos, a regulamentação tarifária pode resultar no reconhecimento de um ativo ou um passivo regulatório, com efeito no resultado. O reconhecimento depende da maneira como os custos são repassados às tarifas ou, de outra maneira, recuperados/ressarcidos.

No Brasil, diversas atividades econômicas possuem tarifas reguladas, tais como: aeroportos, rodovias, saneamento e geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste estudo, utiliza-se a regulamentação tarifária na distribuição de energia, que compreende a tarifa que os consumidores cativos pagam pela energia elétrica por eles consumida.

A tarifa da energia elétrica é composta por duas parcelas. A “Parcela A” que é recuperada integralmente, apresentando influência do *cost-plus*. Já a “Parcela B” é incorporada à tarifa por valor fixo, determinado com base em despesas (operação e manutenção) estimadas a partir de uma “empresa de referência” e, acrescida da depreciação regulatória e de um retorno fixo sobre os investimentos.

O item regulatório mais relevante e genuinamente associado à regulamentação tarifária da energia elétrica é a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Essa conta está presente apenas nas empresas distribuidoras e visa controlar as flutuações entre os custos dos componentes estimados e efetivos na “Parcela A”. Eventuais diferenças são contempladas no próximo reajuste tarifário anual. Na hipótese de o saldo da CVA não ser amortizado integralmente em doze meses, o resíduo, seja ele positivo ou negativo, será contemplado nos próximos reajustes tarifários.

Até 2009, a contabilização dos itens regulatórios era obrigatória nas demonstrações contábeis societárias, e, fiscalmente, considerados como diferenças temporárias. Todavia, com o processo de convergência às IFRS, definiu-se que esses itens não atendiam à definição dos elementos “ativo” e “passivo” e, assim, não deveriam ser reconhecidos. Por consequência, os saldos foram baixados.

O poder concedente não assume qualquer responsabilidade pelo pagamento ou recebimento de eventuais saldos da CVA, pois a tarifa é o único mecanismo de ressarcimento de custos. Tal entendimento é corroborado pelo Artigo 3 da Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002 e suas respectivas atualizações, quando determina que o saldo da CVA deverá ser compensado nas tarifas da concessionárias nos 12 meses subsequente à data de reajuste anual e que eventuais diferenças devem ser consideradas no reajuste seguinte.

Conclui-se que a atual regulamentação tarifária, mais especificamente da CVA, não apresenta evidências explícitas suficientes para que quaisquer ativos ou passivos regulatórios sejam reconhecidos. O fenômeno apenas representa aumento ou redução nas tarifas futuras, até sua efetiva realização.

A ANEEL continua exigindo o reconhecimento da CVA nas chamadas Demonstrações Contábeis Regulatórias (DR). A informação resultante da contabilização é relevante para a agência em suas atribuições.

Por fim, ao analisar o efeito do reconhecimento dos itens regulatórios nas demonstrações contábeis societárias referentes aos exercícios de 2008 a 2011, bem como nas demonstrações contábeis regulatórias de 2011(DR), pode-se constatar que o reconhecimento ou não dos itens regulatórios teve impacto estatisticamente significativo, segundo o teste t

para amostras emparelhadas, no lucro líquido (anos 2009, 2011 e 2011-DR), liquidez corrente (2008, 2011 e 2011-DR) e retorno sobre o patrimônio líquido (2009 e 2011-DR)

Para o exercício de 2009, a retirada dos itens regulatórios aumentaria, na média, o lucro líquido das distribuidoras em 29,4%. Nesse exercício, a Cemig, considerando-se os itens regulatórios, apresenta um lucro de R\$ 338 milhões, enquanto com sua baixa, o lucro passaria para R\$ 1.453 milhões, ou seja, um incremento de 329,5%. Para o exercício de 2011, o lucro das distribuidoras da amostra, com o efeito dos itens regulatórios seria inferior em ambas as demonstrações, regulatórias e societárias. Nas demonstrações regulatórias, caso os itens regulatórios fossem eliminados, o lucro médio aumentaria em 21,3%.

A não contabilização dos itens regulatórios reduziria a liquidez corrente em 2008 e, aumentaria em 2011 para as duas demonstrações das distribuidoras da amostra. Em relação ao ROE, em 2009, a retirada dos itens regulatórios impactaria positivamente, na média, em 4,3 p.p. A Cemat teria seu ROE de 13,2% aumentado para 30,7%, na contramão, o ROE da Energisa MG reduziria de 38,9% para 21,1%. Nas demonstrações regulatórias, das distribuidoras da amostra, o ROE foi reduzido, na média, variando em 9,4 p.p., de -19,2 p.p. (Energisa MG) a +16,8 p.p. (CPFL Piratininga).

As demonstrações regulatórias referentes ao exercício de 2011 apresentaram lucros líquidos inferiores aos societários (inclusive para o exercício comparativo de 2010). Por outro lado, os patrimônios líquidos são iguais em ambos os exercícios.

O saldo líquido dos itens regulatórios da amostra vem caindo e, no exercício de 2011, passa a ser negativo (R\$1,8 bilhão). Sua relevância pode ser constatada em alguns exercícios: em 2008, o saldo do ativo regulatório das empresas da amostra era de R\$5,9 bilhões (5,8% do ativo total de R\$102,3 bilhões). Não obstante, o fato de o saldo do ativo regulatório líquido ter sido reduzido de 2008 até 2011, não significa que os itens regulatórios estejam ficando irrelevantes.

No ano de 2008, o saldo líquido dos itens regulatórios era elevado, por exemplo, 178,6% e 81,4% do patrimônio líquido da CEEE e da CPFL Paulista, respectivamente. Porém, em algumas distribuidoras sua representatividade era inferior, como na Cemat, na qual representava apenas 2,4% do patrimônio líquido.

Para o ano de 2011, no qual o saldo líquido dos itens regulatórios do conjunto de empresas da amostra se mostrou negativo, a Celpa apresentou saldo líquido positivo de aproximadamente 17,8% do patrimônio líquido, enquanto a CPFL Piratininga ficou com saldo negativo de 23,6%.

Vale lembrar que a tarifa é composta por diversos fatores, entre eles, os itens regulatórios. Assim, não se pode concluir que a apresentação de um saldo líquido positivo dos itens regulatórios implicará em um aumento de tarifa, ou vice-versa.

Dado o atual conjunto de Normas Internacionais de Contabilidade adotado no Brasil, a posição em favor do reconhecimento da CVA defendida pelo regulador e concessionários, em nosso entendimento, não apresenta sustentação conceitual sólida e consistente frente ao não reconhecimento.

REFERÊNCIAS⁸¹

- Agência Nacional de Energia Elétrica, (2008). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* (2ª ed.), Brasília, DF.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2008). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* (3ª ed.). Brasília, DF.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2010). *Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSE*. Brasília, DF.
- Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. (2009). *Comment Letter on the Exposure Draft ED/2009/8 - Rate-regulated Activities*. Rio de Janeiro, RJ.
- Ball, R. (2006). International Reporting Standards (IFRS): pros and cons for investors. *Accounting & Business Research*, 36, pp. 5-27.
- Bardelin, C. E. A. (2005). *Os efeitos do racionamento de energia ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, SP. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>
- Barth, M. E., Landsman, W. R., & Lang, M. H. (2008). International accounting standards and accounting quality. *Journal of accounting research*, 46 (3), 467-498.
- Camargo, Ivan. (2005). Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, 11 (2), pp. 7-26.
- Carvalho, Maria Cecília M. de. (Org.). (2010). *Construindo o saber: metodologia científica – fundamentos e técnicas* (22ª ed.). Campinas, SP: Papirus.
- Castro, Cláudio de M. (1977). *A Prática da Pesquisa*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil.
- Christensen, H. B., Lee, E., Walker, M. (2007). Cross-sectional variation in the economic consequence of international accounting harmonization: the case of mandatory IFRS adoption in the UK. *The International Journal of Accounting*, 42 (4), pp. 341-379.
- Comissão de Valores Mobiliários. (2010). *Edital de Audiência Pública SNC nº 13/2010, de 18 de outubro de 2010*. Dispõe sobre a divulgação voluntária, pelas companhias abertas, de informações de natureza não contábil denominadas LAJIDA (EBITDA) e LAJIR (EBIT). Recuperado em 23 de abril de 2012, de <http://www.cvm.gov.br/port/audi/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2009). *Comment Letter - Exposure Draft ED/2009/08: Rate-regulated Activities*. Recuperado em 28 de janeiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>

⁸¹De acordo com o estilo APA - American Psychological Association

- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2009a). *Pronunciamento Técnico CPC 30.Receitas*. Recuperado em 15 de março de 2012, de http://www.cpc.org.br/pdf/CPC_30.pdf.
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2009b). Pronunciamento Técnico CPC 38. (2009). *Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração*. Recuperado em 26 de fevereiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2010). *Orientação OCPC 05.Contratos de concessão*. Recuperado em 26 de fevereiro, de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2010a). *Pronunciamento Técnico CPC 06 (R1).Operações de arrendamento mercantil*. Recuperado em 26 de fevereiro, de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2010b). *Pronunciamento Técnico CPC 08 (R1).Custos De Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários*. Recuperado em 26 de fevereiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2011). *Pronunciamento Conceitual Básico (R1) - Estrutura Conceitual Para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro*. Recuperado em 26 de fevereiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis. (2011a). *Pronunciamento Técnico CPC 26 (R1). Apresentação das Demonstrações Contábeis*. Recuperado em 26 de fevereiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Conselho Federal de Contabilidade. (2005). *Resolução nº 1.055, de 7 de outubro de 2005*. Cria o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e dá outras providências. Recuperado em 28 de janeiro de 2012, de <http://www.cfc.org.br/>
- Coutinho e Silva, A. H. (2008). *Escolha de práticas contábeis no Brasil: uma análise sob a ótica da hipótese dos covenants contratuais*. Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>
- Daske, H., Hail, L., Leuz, C. &Verdi, R. S. (2008). Mandatory IFRS reporting around the world: early evidence on the economic consequence. ECGI. *Finance WorkingPaper* nº 198/2008; Chicago GSB Research Paper n. 12. Recuperado em 28 de janeiro de 2012, de <http://ssrn.com/>
- Decreto nº 2.335*. (1997, 6 de outubro). Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/
- Decreto nº 26.234*. (1943,10 de julho). Decreta o Código de Águas. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/

- Decreto nº 4.109.* (1959, 26 de fevereiro). Regulamenta os serviços de energia elétrica. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/decret/1950-1959/>
- Decreto nº 5.163.* (2004, 30 de julho). Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/decret/2004/>
- Decreto nº 63.951.* (1968, 31 de dezembro). Aprova a estrutura básica do Ministério das Minas e Energia. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/decret/1960-1969/>
- Decreto-Lei nº 1.285.* (1939, 18 de maio). Cria o Conselho Nacional de Águas e Energia, define suas atribuições e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/declei/1930-1939/>
- Despacho nº 4.796.* (2008, 24 de dezembro). Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.cpc.org.br/pdf/>
- Elton, E. (1999). Expected Return, Realized Return, and Asset Pricing Tests. *Journal of Finance*, 54(4), pp. 1199-1220.
- Fiani, R. (1988). *Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras*. Textos para discussão, 423. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- Financial Accounting Standards Board. (1985). *Statement of Financial Accounting Concepts Nº 06 (SFAC Nº 06). Elements of Financial Statements*. Recuperado em 5 de março de 2012, de <http://www.fasb.org/cs/>
- Galdi, F. C., Lima, G. A. S. F. de, Necyk, G. A., & Abe, C. H. S. (2006). Evidências empíricas de modelos de estimação do custo do capital próprio. *Brazilian Business Review*, 3 (2), pp. 137-156.
- Ganin, A. (2009). *Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. (3ª ed.), Brasília, DF: Canal Energia: Synergia.
- Ganin, A. (2011). *Aspectos tributários da conta de compensação de Variação de Valores dos Itens da Parcela "A" - CVA e os ativos ou passivos regulatórios*. São Paulo, SP. Recuperado em 22 de fevereiro de 2012, de <http://www.ganim.com.br/fotos/Image/File/>
- Gil, A.C. (2009). *Como elaborar projetos de pesquisa* (4a ed.). São Paulo, SP: Atlas.
- Hendriksen, E. S., Van Breda, M. F. (2010). *Teoria da Contabilidade*. São Paulo: Atlas.
- Hull, J. (1996). *Introdução aos mercados futuros e de opções* (2ª ed.). São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros Cultura Editores Associados.

IFRS Foundation. (2009/2008). *ED - Rate Regulated Activities, ED 2009/08*. Recuperado em 15 de fevereiro de 2012, de <http://www.ifrs.org/NR/rdonlyres/>

IFRS Foundation.(2011). *IFRS 13- Fair Value Measurement*. Recuperado em 26 de fevereiro de 2011, de <http://eifrs.iasb.org/eifrs/bnstandards/en/ifrs13.pdf>.

Instituto Brasileiro de Auditores Independentes. (2002). *Comunicado IBRACON nº 01/2002*. São Paulo. Recuperado em 2 de janeiro de 2012, de <http://ibracon.lecom.com.br/ibracon/Portugues/>

International Energy Agency. (2009). *Key world energy statistics*. Paris.

Iudícibus, S. de, & Lopes, A. B. (Coords.). (2008). *Teoria avançada da contabilidade*. São Paulo, SP: Atlas.

Iudícibus, S. de. (2010). *Teoria da Contabilidade* (10ª ed.). São Paulo, SP: Atlas.

Kerlinger, F. N. (1980). *Metodologia da pesquisa em ciências sócias: um tratamento conceitual*. São Paulo, SP: EPU.

Lei nº 10.438. (2002, 26 de abril). Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n o 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n o 9.648, de 27 de maio de 1998, n o 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n o 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, n o 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>

Lei nº 10.848. (2005, 15 de março). Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/

Lei nº 4.904. (1965, 17 de dezembro). Dispõe sobre a organização do Ministério das Minas e Energia, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/lei/1960-1969/>

Lei nº 5.655. (1971, 20 de maio).Dispõe sobre a remuneração legal do investimento das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/

Lei nº 6.404. (1976, 15 de dezembro). Dispõe sobre as Sociedades por Ações. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/

Lei nº 8.631 (1993, 4 de março). Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras

providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/

Lei nº 8.666 (1993, 21 de junho). Regulamenta o art. 37, inciso XXI, da Constituição Federal, institui normas para licitações e contratos da Administração Pública e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/

Lei nº 8.987. (1995, 13 de fevereiro). Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da constituição federal, e da outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/

Lopes, A. B. (Org.). (2012). *Contabilidade e finanças no Brasil: estudos em homenagem ao professor Eliseu Martins*. São Paulo, SP: Atlas.

Lopes, A. B., & Martins, E. (2005). *Teoria da contabilidade: uma nova abordagem*. São Paulo, SP: Atlas.

Loudder, M. L., Khurana, I. K. & Boatsman.(1996). Market Valuation of Regulatory Assets in Public Utilities Firms. *The Accounting Review* (71) (3), pp. 357-373.

Lyra, R. L. W. C. de. (2008). *Análise hierárquica dos indicadores contábeis sob a óptica do desempenho* empresarial. Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>

Marconi, M. de A., & Lakatos, E. M. (2003). *Fundamentos de metodologia científica* (5ª ed.). São Paulo, SP: Atlas.

Martins, E. (Org.). (2001). *Avaliação de Empresas: Da Mensuração Contábil à Econômica*. São Paulo, SP: Atlas.

Martins, E. *Contribuição à avaliação do ativo intangível*. (1972). Tese de Doutorado, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>

Martins, E. Diniz, J. A, & Miranda, G. J. (2012). *Análise Avançada das Demonstrações Contábeis: uma abordagem crítica*. São Paulo: Atlas.

Martins, E., Martins, V. A., & Martins, E. A. (2007). Normatização Contábil: ensaio sobre sua evolução e o papel do CPC. *Revista de Informação Contábil*, (1) (1), pp. 7-30.

Matarazzo, D. C. (2010). *Análise financeira de balanços: abordagem gerencial*. São Paulo: Atlas.

Mather, P., & Peirson, G. (2006). Financial covenants in the markets for public and private debt. *Accounting and Finance*, (46) (2), pp. 285-307.

- Medida Provisória nº 2.198-5.* (2001, 24 de agosto). Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2001/
- Medida Provisória nº 2.227.* (2001, 4 de setembro). Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/
- Melo, S. de., Martins, E., Nagai, C. & Amaral, J. V. (2011). Catorze anos de demonstrações contábeis incompletas: um estudo em empresas de energia elétrica. In *Congresso USP de Controladoria e Contabilidade*. São Paulo, SP.
- Moody's Investors Service (2000), *Putting Ebitda in Perspective: ten critical failings of EBITDA as the principal determinant of cash flow*. Recuperado em 26 de abril de 2012, de <http://www.fargroup.eu/sites/default/files/>
- Neto, R. B. (2013, 6 de fevereiro). Custo de térmicas deve somar R\$ 4 bilhões em abril. *Brasil Econômico*. São Paulo, SP.
- Nota Técnica nº 235/2003/SRE/ANEEL* (2003, 7 de novembro). Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/>
- Ofício-Circular nº 2.775/08-SFF/ANEEL*. (2008, 24 de dezembro). Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/
- Peano, C. de. (2005). *Regulamentação tarifária no setor de distribuição elétrica no Brasil: uma análise do modelo de revisão tarifária adotado pela ANEEL*. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidade de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>
- Pires, J.C.L., & Piccinini, M. A. (1999). Regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In: Giambiagi, F., & Moreira, M. (Orgs.). *A economia brasileira dos anos 90*. Rio de Janeiro, RJ: BNDES. Recuperado em 08 de novembro de 2012, de http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro/
- Portaria Interministerial nº 361.* (2004, 26 de novembro). Dá nova redação aos artigos 1º e 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>
- Resende, M. Regimes regulatórios: possibilidades e limites. (dezembro de 1997). *Revista Pesquisa e Planejamento Econômico*, (27) (3), pp. 641-664. Recuperado em 08 de novembro de 2012, de <http://www.ppe.ipea.gov.br/index.php/ppe/article/viewFile/727/667>.

- Resolução Normativa nº 259.* (2007, 27 de março). Altera o artigo 1º da Resolução Normativa nº 246, de 21 de dezembro de 2006, que estabeleceu a estrutura ótima de capital e o custo de capital a serem utilizados no segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>
- Resolução Normativa nº 396.* (2010, 3 de fevereiro). Institui a Contabilidade Regulatória e aprova alterações no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>
- Resolução Normativa nº 457.* (2011, 8 de novembro). Aprova o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o qual define a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 3CRTP. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica. Recuperado em 02 de janeiro de 2012, de <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>
- Saintive, M. B., & Chacur, R. S. (2006). Documento de trabalho nº 33 da Secretária de Acompanhamento Econômico do Ministério Econômico. *A regulação tarifária e o comportamento dos preços administrados.*
- Saravanamuthu, K. (2004). What is measured counts: harmonized corporate reporting and sustainable economic development. *Critical Perspectives on Accounting*, 15, p.p. 295-302.
- Sartoreli, I. C. (2010). *Stock Options: um ensaio teórico.* Dissertação de Mestrado, Faculdade de Economia, Administração, e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. Recuperado em 10 de janeiro de 2012, de <http://www.teses.usp.br/>
- Sharpe, W. F. (1964). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, (1), pp. 425-442.
- Silva, A. A. da. (2011). *Aspectos regulatórios.* Apresentação ENCOSEL, Natal, RN. Recuperado em 29 de outubro de 2012, de http://www.abraconee.com.br/enconsel2011/imagens/Palestra_Araujo.pdf
- Stiglitz, J. E., & Walsh, C. E. (2003). *Introdução à Microeconomia.* (3 ed) Rio de Janeiro, RJ: Campus.
- Suzart, J. A. da, Souza, V. R. de, Carvalho, A. de S., Riva, H. D., & Martins (2012), E. *Informações Societárias versus informações regulatórias: uma análise da relevância da informação contábil no contexto das concessionárias brasileiras do setor elétrico.* In: Congresso USP de Controladoria e Contabilidade. Anais.... São Paulo.
- U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). (2002). *Study Pursuant to Section 108(d) The Sarbanes-Oxley Act of 2002 on the Adoption by the United States Financial Reporting System of a Principles-Based Accounting System.* Washington.