

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

EVANDRO LUIZ ZACLIKEVISC

ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA BRASILEIRO EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA.

CURITIBA

2014

EVANDRO LUIZ ZACLIKEVISC

ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA BRASILEIRO EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre Profissional em Desenvolvimento Econômico, do curso de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, setor de Ciências Sociais Aplicadas, da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Adriana Sbicca

CURITIBA

2014

TERMO DE APROVAÇÃO

EVANDRO LUIZ ZACLIKEVISC

**“ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO”**

**DISSERTAÇÃO APROVADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE NO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO PARANÁ, PELA SEGUINTE BANCA EXAMINADORA:**



**Profª Drª ADRIANA SBICCA FERNANDES
(Orientadora/UFPR)**



**PROF.DR. ROGÉRIO ALLON DUENHAS
(Examinador/FIEP/PR)**



**PROF.DR. JOSÉ GUILHERME SILVA VIEIRA
(Examinador/UFPR)**

28 de abril de 2015

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Adriana Sbicca, pelo acompanhamento e orientação.

Ao curso de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, do setor de Ciências Sociais, da Universidade Federal do Paraná, na pessoa do coordenador Prof. Dr. Armando Dalla Costa.

À minha esposa, pelo apoio nos momentos difíceis e paciência pelas horas ausentes.

Aos meus pais, pelo apoio recebido.

RESUMO

O setor de distribuição de energia elétrica, assim como outros serviços de utilidade pública, possui uma estrutura de mercado monopolista. Por ser um serviço básico e essencial à sociedade, ocorre a necessidade da supervisão do Estado, que visa corrigir as falhas de mercado. Ao intervir regulando a concessão de um serviço público, o estado encontra um triângulo de interesses: o concessionário, que investe visando apropriar-se dos lucros; o próprio estado, que visa assegurar um ambiente estável a novos investimentos; e a sociedade, que busca desfrutar de aumentos na qualidade do serviço a um preço adequado. O conflito de interesses econômicos, em tese, poderá ser resolvido com a implementação de mecanismos reguladores, através de agências, que objetivam o alcance da modicidade tarifária e o aumento da eficiência das empresas. Essencialmente, a regulação busca incentivar as empresas a alcançarem níveis maiores de produtividade, de modo a repartir os ganhos de eficiência com a sociedade.

Palavras-chave: Regulação, Incentivos, Eficiência, Modicidade Tarifária

ABSTRACT

The distribution sector of electricity, as well as other utilities, has a monopolistic market structure. Because it is a basic and essential service to society, there is a need for state supervision, which aims to correct market failures. Speaking regulating the granting of a public service, the state finds a triangle of interests: the dealer who invests in order to appropriate the profits, the State itself, which aims to ensure a stable environment for new investments and society that seeks enjoy increases in quality of service and pay a lower rate. The conflict of economic interests, in theory, can be solved with the implementation of regulatory mechanisms, through agencies that aim to reach the lower tariffs and increased business efficiency. Essentially, the regulation seeks to encourage companies to achieve higher levels of productivity, so as to distribute the efficiency gains to society.

Keywords: regulation, incentives, efficiency, low tariffs

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1-	MODELO DE COMPETIÇÃO PLENA.....	36
FIGURA 2-	AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO.....	38
FIGURA 3-	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA.....	42
FIGURA 4-	EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DA OFERTA DE ENERGIA.....	61
FIGURA 5-	BALANÇO FINAL DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS DO 3º CICLO REVISIONAL.....	62
FIGURA 6-	COMPOSIÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA – 3º DE REVISÃO TARIFÁRIA (2011 – 2014).....	63
QUADRO 1-	CONCESSIONÁRIAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	44
QUADRO 2-	COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	48
QUADRO 3-	INSUMOS E PRODUTOS UTILIZADOS NO 1º ESTÁGIO.....	53
QUADRO 4-	VARIÁVEIS AMBIENTAIS UTILIZADAS NO 2º ESTÁGIO.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	- Agência Nacional de Petróleo
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CRTP	- Ciclo de Revisão Tarifária Periódico
DEC	- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FEC	- Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
FERC	- Comissão Federal de Regulação Energética dos Estados Unidos
IGP-M	- Índice Geral de Preços do Mercado
KV	- Kilovolts
MME	- Ministério de Minas e Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	- Preço de Liquidação de Diferenças
PRICE-CAP	- Preço Teto
PUC	- Agências Reguladoras Estaduais dos Estados Unidos
ROR	- Tarifa pelo custo
RPI	- Índice de Preço
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TE	- Tarifa de Energia
TUSD	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
V	- Volts
WACC	- Custo Médio Ponderado de Capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	INDÚSTRIAS DE REDE	14
3	REGULAÇÃO ECONÔMICA	18
3.1	RESTRICÇÕES À REGULAÇÃO	23
3.1.1	O Problema da Assimetria de Informação	23
3.2	MECANISMOS REGULADORES.....	25
3.2.1	Regulação Por taxa de Retorno	26
3.2.2	Regulação Preço-teto (Price-cap)	27
3.2.3	Método Benchmarking.....	29
4	O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	31
4.1	EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	31
4.2	ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	35
4.2.1	Agentes Institucionais do Setor Elétrico	37
4.2.1.1	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	38
4.2.1.2	Ministério de Minas e Energia	39
4.2.1.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	39
4.2.1.4	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	40
4.2.1.5	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).....	40
4.2.1.6	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	41
4.2.1.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	41

4.3	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	43
5	MECANISMOS REGULATÓRIOS APLICADOS EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA E DA EFICIÊNCIA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....	46
5.1	MODELO TARIFÁRIO APLICADO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	46
5.2	PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	48
5.2.1	Reajuste Tarifário Anual	49
5.2.1	Revisão Tarifária Periódica.....	50
5.2.3	Revisão Tarifária Extraordinária	50
5.2.4	Ciclos de Revisão Tarifária.....	51
5.2.5	O 3º Ciclo de Revisão Tarifária e a Aplicação do Método Benchmarking.....	52
5.3	A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA.....	55
5.4	INCENTIVO A EFICIÊNCIA ATRAVÉS DO FATOR X.....	56
5.5	O MÉTODO PRICE-CAP E A METODOLOGIA BENCHMARKING..	58
6	ANÁLISE DAS FRAGILIDADES DO MODELO REGULATÓRIO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	60
7	CONCLUSÃO	67
	REFERÊNCIAS	69

1 INTRODUÇÃO

A expansão da atividade econômica e o desenvolvimento de um país estão condicionados à disponibilidade energética, no entanto, o acesso à energia elétrica não se dá apenas pela condição estrutural de fornecimento, mas também, pelas condições dos consumidores poderem adquiri-la a determinados níveis de preços. A elevação exagerada das tarifas onera os consumidores e sua redução pode prejudicar a empresa prestadora do serviço, comprometendo sua sustentabilidade.

Até meados da década de 90, o regime tarifário que vigorava no Brasil era regido pelo custo do serviço, que consistia em atribuir às tarifas de energia um percentual de retorno sobre os custos de fornecimento. Dessa forma, não existiam incentivos para aumentar a produtividade, o que culminou na ineficiência do sistema devido a possibilidade das empresas praticarem custos exagerados. Diante da crise do Estado dos anos 80 e de acordo com a ideologia estatizante que estava em ascensão na década seguinte, evoluiu-se a ideia de que o Estado era um mau administrador, ascendendo à necessidade de mudanças no setor. A falta de mecanismos reguladores condicionava o sistema à ineficiência.

No final da cadeia do setor elétrico estão as distribuidoras de energia. Compreendidas como empresas monopolistas, em virtude do seu poder de mercado, originado pela concessão do serviço público sob determinada área geográfica, sem pressão de concorrentes, e devido ao tamanho da sua estrutura, as distribuidoras sofrem a influência de vários fatores que criam desincentivos a eficiência e conseqüentemente ao alcance da modicidade tarifária.

A desestatização do setor elétrico exigiu um novo formato de regulação, com destaque a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que possui como princípios básicos, alcançar a modicidade tarifária e o equilíbrio financeiro entre os agentes do setor. As práticas reguladoras foram aplicadas em vários países antes do Brasil, e o formato de regulação adotado vislumbra as condições ambientes dos mercados no qual a concorrência prevalece e pela qual são maximizados o bem estar social.

Essencialmente o sistema elétrico divide-se nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia. O modelo regulatório adotado no Brasil regula de maneira distinta esses segmentos, em função das particularidades de cada estrutura, pois no segmento de geração de energia é possível incentivar a

concorrência entre as empresas, porém nos segmentos de transmissão e distribuição isso não é possível, em função das características monopolistas existentes.

Em razão da amplitude do tema, das características diferenciadas de cada segmento do setor elétrico, e pelo fato da distribuição encontrar-se no final da cadeia, delimita-se o estudo para tratar da regulação no sistema de distribuição de energia elétrica, segmento no qual é estabelecido o valor da tarifa ao consumidor final.

Como problema de pesquisa, busca-se por meio deste trabalho esclarecer de que modo o modelo regulatório estabelecido no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro visa alcançar a modicidade tarifária. Objetiva-se de forma geral, identificar os mecanismos utilizados pelo regulador na busca da eficiência do sistema e conseqüentemente da modicidade tarifária.

Caracterizado como um tema de fundamental importância, visto que seus resultados produzem reflexos em toda sociedade, procura-se aprofundar o conhecimento em relação à política regulatória no sistema de distribuição de energia elétrica. Para isso, este trabalho está dividido em seis capítulos, incluindo esta como introdução. No segundo capítulo são apresentados teoricamente o modelo estrutural das chamadas Indústrias de Rede e o aspecto monopolista intrínseco à sua estrutura, demonstrando os motivos que exigem a regulação econômica no setor de distribuição de energia. O terceiro capítulo apresenta os aspectos inerentes ao processo de regulação das Indústrias de Rede, apresentando os mecanismos reguladores existentes que podem auxiliar na correção dos problemas estruturais característicos do setor. No quarto capítulo será apresentada a evolução e a estrutura do Sistema Elétrico, dando ênfase ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro, buscando demonstrar os motivos que ensejam a regulação. No quinto capítulo serão analisados os meios pelos quais o regulador vislumbra o alcance da eficiência do sistema e conseqüentemente o alcance da modicidade tarifária, no setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro. No sexto capítulo serão expostas as fragilidades do modelo, os quais limitam o alcance da eficiência do sistema e da modicidade tarifária. Por último, de posse das informações tratadas nos capítulos anteriores, realiza-se a conclusão final.

2 INDÚSTRIAS DE REDE

Neste capítulo será exposto à teoria das Indústrias de Rede, demonstrando como são caracterizadas as empresas de Distribuição de Energia Elétrica e o aspecto monopolista intrínseco à sua estrutura, demonstrando os motivos que exigem a regulação econômica no setor de distribuição.

As empresas de distribuição de energia elétrica são caracterizadas por um extenso e ramificado conjunto de fios condutores, redes de transmissão, transformadores, equipamentos de medição e outros que chegam aos domicílios para o abastecimento de energia aos consumidores. A caracterização desse tipo de indústria é detalhada na teoria das Indústrias de Rede.

As Indústrias de rede compreendem um conjunto de malhas para o transporte e distribuição dos seus produtos ao consumidor. Geralmente estão associados a setores de infraestrutura e baseiam-se num padrão de interconexão e compatibilidade entre unidades produtivas, nos quais os agentes estão situados em diferentes pontos da rede.

Para Chevalier (1995) as características desse tipo de indústria são:

- a) Necessidade de equilíbrio entre a oferta e a demanda, dadas as restrições técnicas para estocagem do produto;
- b) Considerável imprevisibilidade da demanda, o que obriga ter necessidade de capacidade ociosa;
- c) Possibilidade de descontinuidade na expansão da capacidade, surgindo a necessidade do crescimento da oferta à frente da demanda;
- d) Os segmentos de transporte e distribuição são caracterizados como monopólios naturais;
- e) Existem economias de escopo importantes na coordenação dos diversos produtores nos períodos de muita procura e nos períodos de demanda insuficiente.
- f) Presença de economias de escala, principalmente em nível de transporte da distribuição;
- g) Forte efeito multiplicador – insumo básico para outras atividades;
- h) Extensa rede de interconexões fixas, implicando ao consumidor, uma menor flexibilidade em termos de mudança de fornecedor.

Para Economides (1996), a característica das indústrias de rede é o fato de apresentarem retornos crescentes em escala, comumente chamado de efeitos de rede. A existência de efeitos de rede é uma das principais razões de importância, crescimento e rentabilidade das indústrias de rede.

O incremento de consumidores na rede auferir a empresa um efeito de compartilhamento dos custos fixos, trazendo retornos crescentes em escala ao operador, pelo ingresso adicional de um consumidor à base. Assim, quanto mais consumidores forem acrescentados a rede, maiores serão os ganhos pelo compartilhamento dos custos e mais valiosa será a rede.

De acordo com Dias e Rodrigues (1997), as indústrias de rede apresentam dupla caracterização, de um lado estão sujeitas a uma situação intrínseca de monopólio natural e de outro, percebe-se nelas elementos relacionados ao serviço público, cujo funcionamento afetaria o interesse geral. Essencialmente, a intervenção nesse tipo de indústria tem como objetivo, a proteção do interesse geral, de modo a resguardar o investidor contra a concorrência destrutiva, protegendo os consumidores do abuso do poder de monopólio, garantindo a segurança de abastecimento e a igualdade de tratamento aos consumidores.

Para Fiani e Pinto Jr (2002) a regulação nesse tipo de indústria é necessária em virtude da existência de três características:

- a) A existência de externalidades.
- b) Existência de economias de escala.
- c) A infraestrutura facilita o transporte/transmissão dos produtos aos diferentes pontos da rede.

A externalidade de rede surge quando o benefício de um consumidor depende do número de usuários ligados a rede. A falha de mercado está presente quando a empresa não expande sua infraestrutura, a fim de inserir mais usuários a rede, fato que traria vantagens aos demais pelo rateio dos custos a um número maior de usuários.

As economias de escala são fundamentais nesse tipo de indústria e a entrada de um concorrente seria prejudicial aos consumidores, uma vez que os custos iriam aumentar em função da diminuição do número de consumidores, angariados pelo concorrente. A consequência seria o aumento dos preços e a diminuição do bem estar da população.

Outro fator citado é a conexão direta com os consumidores, fruto do poder de mercado em função do monopólio, que pode trazer rendas extraordinárias às empresas.

A estrutura das Indústrias de Rede tendem ao monopólio. Estas estruturas ocorrem quando as empresas operam com custos elevados de implementação de infraestrutura, custos decrescentes de fornecimento dos serviços e quando a empresa é a única fornecedora do produto.

Segundo Pires e Piccinini (1998), uma característica é o fato dos investimentos serem específicos e de longo prazo de maturação. Ou seja, uma vez realizados os investimentos, os ativos construídos não podem ser transferidos para outra atividade econômica e só proporcionarão retorno no longo prazo.

Os monopólios configuram-se principalmente por sua insubstituíbilidade e por intransponíveis barreiras de entrada. Em decorrência disso, sendo a única supridora do mercado, a empresa monopolista não possui concorrentes diretos. Sem substitutos para seu produto, a empresa domina inteiramente o mercado.

O poder de monopólio está baseado na capacidade da empresa de estabelecer preços elevados, muito acima do custo de produção. Em geral, a oferta do produto será menor e seu preço será maior do que a quantidade e o preço do mercado competitivo. O fato gera um custo social, pois menos consumidores poderão adquirir o produto. Quanto aos consumidores que podem, irão pagar um preço mais alto.

As condições para o surgimentos de um monopólio podem ser atribuídas a razões técnicas, estruturais e legais. A concessão de uma área geográfica para exploração, concedida pelo estado para uma única empresa, estabelece uma condição monopolista baseada em um critério legal.

O monopólio natural pode surgir por razões estruturais, quando empresas operam grandes economias de escala e possuem estruturas de custos elevadas, criando uma barreira econômica à entrada de concorrentes. As empresas com economias de escala podem dobrar sua quantidade produzida, sem que os custos de produção cheguem a dobrar. Dessa forma as economias podem ser tão grandes, que é mais eficiente a atuação no mercado de apenas uma empresa. As empresas podem fornecer toda produção que o mercado necessita, a um custo inferior do que ocorreria se houvessem mais empresas atuando neste mesmo mercado. Trata-se de uma atividade econômica que apresenta custos marginais decrescentes. Nesse tipo

de atividade, o custo unitário de produção adicional é inferior ao custo unitário das unidades anteriores, em virtude do aumento do número de consumidores.

Percebe-se na estrutura das Indústrias de Rede, elementos que podem causar prejuízos econômicos aos consumidores, em função do poder de monopólio que pode desencadear a diminuição da eficiência das empresas, o aumento dos preços, a redução da qualidade dos serviços e outras consequências danosas a sociedade.

3 REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nesta seção recorreremos a história para demonstrar o surgimento da regulação e seus objetivos, abordando os mecanismos reguladores existentes que podem auxiliar na correção dos problemas estruturais característicos das Indústrias de redes.

A Instituição da regulação possui raízes na Inglaterra medieval. Surgiu por meio da regulação das atividades de utilidade pública por meio de profissionais qualificados para a época e seus serviços eram indispensáveis, raros e muito procurados pelas populações dos burgos. Como exemplos citam-se os médicos, dentistas, veterinários e outros. Visto a necessidade da população, as autoridades começaram a obrigar os profissionais a prestar seus serviços universalmente e tabelaram suas remunerações, surgindo dessa forma o instituto da regulação (MOTTA, 2003)

A regulação das empresas que prestam serviços públicos surgiu nos Estados Unidos, na segunda metade do século XIX, com a edição de sucessivos marcos legais e a criação das primeiras agências reguladoras.

Para Berger e Gastaldo (2009), o objetivo da regulação é minimizar os efeitos monopolistas dos setores de infraestrutura. A regulação de serviços públicos nos Estados Unidos foi reconhecida como pioneira na instituição de órgãos reguladores do setor elétrico e no estabelecimento das tarifas de serviços públicos, que eram determinadas por meio do parlamento. Como muitos parlamentares eram acionistas das concessionárias prestadoras de serviços públicos e outros eram defensores do interesse dos usuários, logo percebeu-se que a influência política poderia afetar a eficiência do setor. Diante da fragilidade do sistema, foram surgindo as “Comissões de Utilidades Públicas” (*Public Utilities Comissions*), em âmbito estadual que regulavam os mais diferentes serviços públicos de infraestrutura, como é o caso da energia elétrica.

O surgimento de agências reguladoras nos Estados Unidos tinha como objetivo afastar a influência dos possuidores de mando político e impedir o empreguismo na Administração Pública. Para Motta (2003), o objetivo das Agências reguladoras é obter uma administração técnica, independente e não submetida a alternâncias da vida Pública.

O forte aparato institucional do modelo americano, baseado na instituição de comissões e agências reguladoras, influenciou o modelo regulatório mundial e brasileiro.

A aplicação de mecanismos reguladores na indústria de distribuição de energia elétrica é de fundamental importância para corrigir as falhas de mercado, oriundas da estrutura monopolista, com vistas ao alcance das mesmas condições ambientais proporcionadas pelos mercados no qual a concorrência prevalece, buscando essencialmente um nível de preços adequado e a qualidade na prestação do serviço.

De acordo com Berg et al (2004), há um consenso crescente de que o êxito no desenvolvimento da indústria de infraestrutura de energia elétrica depende, em grande parte, da adoção de políticas públicas apropriadas, moldadas por um aparato regulatório que ofereça estabilidade, proteja os consumidores do abuso de poder de mercado e crie incentivos para os prestadores de serviço operarem de forma eficiente, a fim de realizar os investimentos necessários.

Na intenção de corrigir as falhas presentes nos mercados monopolistas é necessária a criação de instrumentos para regular os serviços, a fim de garantir a máxima eficiência do sistema. As indústrias de rede apresentam aspectos monopolistas, ou seja, quando as condições de concorrência não prevalecem, as empresas passam a fixar seus preços acima dos custos marginais de produção, ocasionando perda de eficiência na alocação de recursos, causando custos aos consumidores.

A regulação é o meio encontrado para assegurar a estabilidade das regras de operação de mercado, sem ingerência política ou corporativa, que faça valer tanto as obrigações como os direitos dos operadores dos serviços.

Segundo o Pires, Piccinini (1998, p.1): “A regulação deve promover um ambiente seguro e confiável, que estimule os investimentos, o contínuo aumento da produtividade das empresas, o aprimoramento dos serviços e a modicidade tarifária”. A Regulação Econômica caracteriza-se pela intervenção direta nas decisões de mercado, tais como: definição de preços, competição e entrada e saída de novos agentes nos mercados. Para Giambiagi e Além (2008), a regulação tem por objetivo conciliar as características inerentes a produção sob propriedade privada e o respeito a certas regras de mercado, com a necessidade de restringir a

autonomia das decisões dos agentes privados, nos setores em o interesse público é particularmente relevante.

A regulação econômica restringe a liberdade dos agentes econômicos através da adoção de agências reguladoras, responsáveis por algum ramo da economia, as quais irão interferir diretamente nos preços praticados pelas empresas.

Mesmo havendo hierarquia entre governo e agências, é necessária certa autonomia, a fim de evitar que as agências reguladoras sejam objeto de interesses governamentais, evitando desvios do objetivo a qual foi proposta. É necessário certo grau de independência dos governos a fim de garantir a credibilidade do órgão regulador. A regulação deve garantir o respeito aos contratos e o uso adequado de incentivos a eficiência. É de extrema importância que as agências não sejam controladas por grupos de específicos, uma vez que o interesse público e a transparência são vitais.

Um órgão regulador deve atuar de forma autônoma perante o governo, com regras claras e transparência, deve incentivar o investimento das empresas, sem onerar demasiadamente os consumidores, mantendo a eficiência da economia como um todo (JAMASB, 2001, apud SOUZA et al, 2010, p.209).

Os objetivos da regulação são:

- Evitar o abuso do poder de mercado, impedindo a prática de preços elevados e assegurando a qualidade do serviço;
- Estabelecer condições de eficiência econômica com base nas premissas de mercado competitivo;
- Garantir uma remuneração sobre os investimentos condizentes com os riscos do setor;
- Garantir a universalidade do serviço;
- Promover políticas de incentivo à inovação e a busca pela eficiência, permitindo a redução de custos e preços, favorecendo a redução das tarifas;
- Proteger o meio ambiente e garantir a segurança do serviço e instalações;
- Garantir a estabilidade das regras.

Para Berg et al (2004) a regulação é realizada em uma rede de relações entre pessoas e instituições que apresentam divergência em seus objetivos,

incentivos e conjuntos de informações. Para a regulação obter desempenho eficiente é necessário a existência de:

- Incentivo a concorrência efetiva, sempre que possível;
- O regulador deve reunir informações sobre o setor e deve proporcionar às partes interessadas informações sobre suas decisões;
- A regulação por incentivos deve premiar o operador com a oportunidade de angariar maiores lucros, quando este aceita as metas de desempenho que trazem benefícios aos clientes;
- Deve estabelecer requisitos para a qualidade do serviço e acesso universal;
- A regulação deve alinhar os objetivos e capacidades do operador com o bem-estar dos clientes.

A regulação, conforme Pinheiro (2006), deve proteger os consumidores, promover a equidade e elevar o padrão de qualidade dos serviços, promovendo a competição, a segurança aos consumidores e às entidades reguladas na realização dos seus negócios.

A regulação econômica visa alcançar as condições de um ambiente competitivo, por isso o agente regulador intervém nas decisões de mercado, como definição dos preços e entrada e saída de novos agentes.

A estrutura de concorrência perfeita é uma concepção teórica perseguida pelo regulador. No modelo de concorrência, uma empresa isoladamente não consegue afetar o nível de oferta e preços de equilíbrio do mercado, conseqüentemente as empresas são apenas tomadoras de preços. Outra característica existente é que, a longo prazo, não existem lucros extraordinários, mas apenas os chamados lucros normais, que representam a remuneração implícita do empresário (VASCONCELLOS e GARCIA, 2006, p.82).

No mercado em concorrência perfeita, o preço de mercado é igual ao custo marginal, com isso o custo social é zero. Qualquer tipo de intervenção ou variável que afete o preço de equilíbrio trará benefícios para uma das partes, mas trará malefícios a outra. Geralmente as condições de concorrência são afetadas por empresas que possuem poder de monopólio, que adotam um preço acima do custo marginal. Assim, a variável “preço” é fundamental para garantir um retorno

adequado ao investidor e minimizar os custos sociais que poderiam ser gerados por preços exagerados.

Diante do cenário em que o estado deve intervir, regulando a concessão de um serviço público, encontramos um triângulo de interesses: o Concessionário, que é um investidor que visa aumentar seus lucros; o Estado, que visa assegurar um ambiente estável a novos investimentos; e a Sociedade, que busca desfrutar do aumento na qualidade do serviço e pagar uma tarifa menor. O conflito de interesses econômicos, em tese, poderá ser resolvido com a implementação de agências reguladoras, visando garantir o equilíbrio de interesses entre as partes envolvidas. A necessidade da regulação existe não somente para proteger o usuário do serviço de concessão, mas também para assegurar a estabilidade das regras de operação para o concessionário.

As agências reguladoras devem possuir algumas características, conforme Ramalho (2009, p.141): “independência administrativa, a autonomia financeira, a ausência de vinculação hierárquica – subordinação – ao Ministério supervisor, estabilidade e mandato fixo dos seus dirigentes”.

As agências reguladoras devem ser norteadas pelos princípios de autonomia e independência decisória; ampla publicidade de normas; participação dos usuários, consumidores e investidores no processo de elaboração das normas, limitação do estado na prestação dos serviços públicos aos níveis indispensáveis a sua execução. Devem garantir a competitividade de mercado; garantir os direitos dos consumidores e usuários dos serviços públicos; estimular o investimento privado e estrangeiro; buscar a qualidade e segurança dos serviços aos menores custos possíveis; garantir a remuneração dos investimentos realizados pelas empresas; resolver os conflitos entre os agentes e prevenir o abuso de poder de mercado por parte das empresas (BRASIL, 2007).

O estado deve identificar possíveis falhas das agências reguladoras que possam desviar do interesse público e trazer prejuízos sociais, entre as quais estão, conforme Cruz (2009):

- Quando grupos de interesses visam obter vantagens sobre os demais grupos;
- Quando o órgão regulador se encontra muito próximo do órgão regulado, favorecendo o risco de interferência de interesses particulares nas decisões;

- Quando existem falhas institucionais e o governo busca promover objetivos de equidade e distribuição de renda via intervenção nos preços;
- Pela distribuição de cargos como oportunidade de trocar ou pagar favores políticos.

O regulador deve assegurar a prestação do serviço com boa qualidade ao menor custo para o usuário, estabelecer tarifas que remunerem adequadamente o capital investido pelas empresas, e resistir a pressões político-eleitorais do governo por tarifas artificialmente menores ou por serviços desatrelados do custo (BRASIL, 2007, p.2).

3.1 RESTRIÇÕES A REGULAÇÃO

O sucesso da regulação de uma empresa ou setor dependerá da forma que será aplicada e dos mecanismos utilizados para corrigir as falhas de mercado.

3.1.1 O Problema da Assimetria de informação

A Assimetria de Informação ocorre quando os agentes perseguem seus próprios objetivos ou metas, e esses são contrários ao objetivo do principal. O problema decorre do conflito de interesses entre as partes. Tanto o agente, quanto o principal, procuram maximizar seus objetivos. O regulador não sabe os custos da empresa regulada e define o preço em função de algum relatório de custos. A política regulatória deve incentivar o agente regulado a relatar as informações verdadeiras desejada pelo regulador.

A Assimetria de informação surge quando um agente possui mais informações do que o principal, ou seja, a empresa regulada possui mais informações que a instituição reguladora. O órgão regulador não consegue angariar todas as informações e ações do agente regulado, não regulando o serviço de forma adequada. Dentro desse contexto, diante de informações privilegiadas sobre o ambiente, o agente regulado buscará elevar seus ganhos.

Berg et al (2004) sintetizam esse problema descrevendo que a regulamentação do operador ou da empresa é desejável quando os objetivos de

bem estar são diferentes entre empresa e governo. Para ilustrar, os autores informam a situação em que o governo quer a expansão dos serviços nas zonas rurais e o operador busca maximizar os lucros buscando investimentos nas capitais, em função dos lucros maiores, desviando dos objetivos do governo. Agora, considere uma situação em que o governo e a operadora possuem o mesmo objetivo, oferece um serviço de qualidade em todo o país, com o menor custo possível. Neste caso, o governo poderia simplesmente dar ao operador todas as informações relevantes e deixar o operador prosseguir o objetivo, dessa forma, a regulação não seria necessária. Na prática, os objetivos do governo são tipicamente diferentes dos objetivos de um operador.

Para Chiganer et al (2002) um risco causado pela assimetria de informação é aceitar como verdadeiras todas, ou quase todas, as informações dos agentes, sem ter ferramentas para auditar e reduzir assimetrias que possam existir ou que venham a ser criadas.

Existem quesitos que inibem a assimetria de informação, como exemplo a pressão concorrencial, que induz o operador a buscar a melhora dos níveis de qualidade do serviço e a redução dos preços, beneficiando os clientes, que procuram maximizar o excedente do consumidor, comprando das empresas que fornecem as melhores combinações de qualidade e preço.

Outra forma de inibir a assimetria de informação é a remoção das barreiras à competição. Quando o serviço público possui características de monopólio, como a indústria de distribuição de energia elétrica, os reguladores podem usar ferramentas como a separação estrutural para facilitar a concorrência, ou seja, separar as partes potencialmente competitivas do serviço público, da parte não-competitiva. Por exemplo, a geração de energia elétrica é considerada potencialmente competitiva, mas a distribuição de energia elétrica não é (SAUER et al, 2003)

Outro ponto de destaque é a utilização de leilões ou licitações, quando a concorrência for inviável. Um leilão alcança eficiência de custos porque a empresa mais eficiente fornece um preço mais alto para obter o direito de ser monopólio. Ao pagar preço mais alto, o licitante vencedor desiste de uma parte de seus lucros, que serão distribuídos aos clientes.

Além da concorrência, como meio para superar o problema da assimetria de informação, os reguladores também buscam diminuir as assimetrias, por meio da obtenção de informações sobre o operador, através de dados financeiros e

estatísticas operacionais. As informações são importantes para o regulador monitorar a empresa regulada.

Para Berg et al (2004), outro ponto de destaque para inibir a regulação é fornecer ao operador esquemas de incentivos, que recompensem a operadora a utilizar as informações privilegiadas para alcançar os objetivos do governo. Ou seja, dar ao operador incentivos para obter o melhor desempenho, proporcionando maiores benefícios a empresa e conseqüentemente à sociedade.

3.2 MECANISMOS REGULADORES

Lembro ao leitor que a aplicação dos mecanismos reguladores é condição necessária para corrigir os problemas inerentes à estrutura monopolista das indústrias de distribuição de energia, visando à modicidade tarifária e aumento da eficiência das empresas, buscando alcançar as condições inerentes dos mercados concorrenciais.

Para Fiani e Pinto Jr (2002) existem várias formas de regulação: a regulação por quantidades, no qual há limites mínimos de produção ou limites ao número de empresas que podem entrar no setor; a regulação por qualidade, que visa garantir a presença de determinadas características aos produtos ofertados; e a regulação por preço, que fixa uma tarifa à empresa regulada, entre outros.

Para Berg et al (2004), existem quatro esquemas básicos para regular os níveis de preços: a primeira abordagem é chamada de taxa de regulação de retorno ou custo da regulamentação do serviço. A segunda abordagem é chamada de regulação dos preços máximos ou regulamento RPI-X , que é um método que estabelece um nível geral de preços do operador, indexando o nível de preços de acordo com a inflação. A terceira abordagem resume-se na mesma fórmula anterior, mas se aplica à receita ao invés dos preços. A quarta abordagem é chamada de *benchmarking* que estabelece concorrência entre os mercados, comparando o desempenho dos operadores.

Sappington (2000) descreve várias formas de regulação, entre as quais estão:

- Taxa de Retorno por faixas, indica que a empresa está autorizada a manter todos os ganhos que gera, desde que os lucros constituam um retorno sobre o capital perto de um determinado retorno alvo. Se os ganhos realizados

excederem o nível máximo autorizado de ganhos a diferença será devolvida aos clientes.

- Regulação por Lucro Compartilhado ou regulação com participação nos lucros, pela qual permite o compartilhamento explícito de lucros realizados entre a empresa regulada e seus clientes. Como exemplo, citamos a hipótese da empresa que está autorizada a manter todos os ganhos a uma taxa de 12%, mas se ocorrerem ganhos incrementais acima do teto, a metade fica para empresa regulada e a outra metade é concedida aos clientes em forma de dinheiro ou preços mais baixos.
- Regulação *Price-cap*, coloca limites para os preços que uma empresa regulada pode cobrar e não vincula diretamente esse limite com os ganhos realizados da empresa. Em comparação a outros métodos, o controle regulatório se concentra mais sobre os preços do que sob os lucros.
- Regulação *Yadstick* é um método baseado em incentivos oriundos da comparação de desempenho entre empresas. Normalmente uma empresa que supera seu grupo de comparação é recompensada, ao passo que a empresa com desempenho inferior pode ser penalizada. Nessa metodologia pode ser aplicado o Fator X, conforme a metodologia *Price-cap*, pois através do Fator X, o regulador traça metas de produtividade que foram determinadas na comparação entre as empresas.

3.2.1 Regulação por taxa de retorno

Sappington (2000) destaca que a regulação por taxa de retorno oferece incentivos significativos para o regulado. De acordo com Pires e Piccinini (1998) a regulação por taxa de retorno é um mecanismo no qual o preço, estabelecido pela agência reguladora ao agente regulado, permite a este a recuperação dos custos totais e ainda garante uma taxa interna de retorno.

Para Laffont e Tirole (1993), a regulação pelo custo permite atrair capital para investimento e evita os excessos do poder de monopólio. O método está vinculado a uma visão de governo, que reconhece a necessidade de equilíbrio entre os agentes, minimizando o risco de insolvência e estabelecendo uma taxa de retorno

justa sobre o capital, atrelado a um compromisso de longo prazo que é crucial para execução dos investimentos.

O método da taxa de retorno (*rate of return* – ROR) ou tarifa pelo custo, consiste em atribuir um percentual de retorno sobre os custos de operação e capital que seja atrativa ao investidor. O regulador determina a base de remuneração e os custos operacionais incorridos pela empresa e aplica sobre essa uma taxa de retorno. Dessa forma, o retorno é garantido e não existem incentivos para aumentar a produtividade, pois o método não gera incentivos econômicos por melhorias de eficiência, mas premia as empresas que apresentam os maiores custos. Esse método incentiva as empresas a elevarem os gastos operacionais, o que permite aumentar o nível de qualidade operacional ao mesmo tempo em que eleva sua receita. A essência desse regime é evitar o excesso de lucros e instigar a empresa a investir de forma a aumentar a qualidade e confiabilidade do sistema.

No método da tarifa pelo custo está implícito o problema da assimetria de informação entre o regulador e a empresa regulada, no qual a empresa pode manipular os dados com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários, visto que o agente regulador deve possuir pleno conhecimento dos custos incorridos para determinar o valor da tarifa. O regulador não dispõe de meios para analisar as centenas de informações geradas pelas empresas e por isso depende de informações das reguladas para obter os dados, o que demonstra uma limitação desse modelo.

Sappington (2000) destaca que a taxa de retorno garante um retorno justo sobre o capital. A garantia de um retorno justo sobre o capital atrai investidores, que não procuram investimentos alternativos em função da garantia de recebimento. Os reguladores podem, ainda, fixar preços acima do preço ótimo de retorno, de modo a atrair capital suficiente para financiar os investimentos a fim de fornecer serviços de alta qualidade.

3.2.2 Regulação Preço-teto (*Price-cap*)

Outro método utilizado é a regulação por preço ou preço-teto (*Price-cap*), que consiste em desacoplar o preço dos custos, dessa forma a empresa pode apropriar-se de ganhos decorrentes do aumento da produtividade. Esse regime estipula um valor de tarifa teto e com base nesse valor as empresas são

incentivadas a empreender esforços e a investir em inovações que possam resultar em aumento da produtividade e gerar ganhos econômicos ao aumentar a eficiência.

De acordo com Pires e Piccinini (1998), o regime *Price-Cap* é uma forma de regulação por preço, no qual é estabelecido um preço teto para as empresas, corrigidos pelo índice de preços ao consumidor, denominado *Retail Price Index* (RPI), menos um Fator X, que representa segundo Possas et al (1997), a diminuição dos custos em função do aumento da produtividade. Este Preço-teto seria determinado, por um período prefixado de anos. Logo, a fórmula de cálculo do Preço-teto seria: $P = RPI - X$.

O método de regulação por preço tem como objetivo eliminar os riscos e custos oriundos da assimetria de informação, entre o agente regulado e o regulador, pois dispensa o controle efetivo das informações que podem estar enviesadas, podendo contrariar os objetivos da regulação por incentivos. Esse método proporciona maior grau de liberdade, pois é através do Fator X que o regulador estimula os ganhos de produtividade, assim, as empresas podem apropriar-se dos lucros gerados em função da redução de custos. Nesse método, o Fator X é atribuído como um redutor da tarifa, porém se a empresa conseguir atingir níveis de produtividade além do nível estipulado pelo Fator X irá apropriar-se dos ganhos econômicos.

Segundo Pires e Piccinini (1998), a adoção do Método *Price-Cap* permite a redução da assimetria de informação e ainda, fornece incentivos às empresas buscarem ações eficientes, pois poderão apropriar-se dos ganhos originados por eventuais reduções nos custos.

Um exemplo de plano *Price-Cap* é o aumento dos preços pela média da inflação, menos um deslocamento, chamado Fator X. Em princípio, o Fator X deve refletir o grau de produtividade que a empresa é capaz de alcançar acima da média da economia.

Conforme Sappington (2000), a metodologia *Price-Cap* é um método simples que visa melhorar o desempenho da empresa. A inclusão de um redutor de preços denominado Fator X limita o preço ao patamar de crescimento dos preços baseados na inflação. Quanto maior o Fator X, mais baixa é a taxa de crescimento autorizada, maior é o excedente do consumidor e menor o lucro.

O Fator X tem por objetivo alavancar o aumento da produtividade, desencadeando reduções de custos e conseqüentemente nos preços. Se a meta

estabelecida estiver acima de um índice adequado, a empresa terá perdas financeiras.

Sappington (2000) destaca que a metodologia *Price-cap* desencadeia impactos na qualidade do serviço. Pois, existe uma correlação positiva entre a redução de custo e o nível de qualidade.

3.2.3 Método *Benchmarking*

Os Modelos *Benchmarking* visam instigar aumentos nos níveis de eficiência de uma empresa ou setor. O Método é baseado na comparação dos custos reais das empresas e a partir de determinada modelagem de insumos e produtos, estimam-se os níveis de eficiência.

O desempenho de uma empresa pode ser comparado a outras do setor, observando seus custos e comportamento. Como o órgão regulador é prejudicado pelo problema da assimetria de informação, a adoção da regulação por comparação torna-se mais efetiva, do que aquela feita para cada firma individualmente (LAFFONT, TIROLE; 1993).

Para Berg et al (2004) esse tipo de regulamentação deve escolher as medidas de desempenho que são de natureza geral. As medidas de desempenho permitem a realização de compensações econômicas, por exemplo, entre investimentos de capital e despesas operacionais. Além de ser usado para regular os níveis gerais de preços, o Método *Benchmarking* pode ser usado para regular itens de serviços, como qualidade e expansão das redes.

Nesse modelo, o regulador estipula níveis de eficiência baseado no desempenho operacional das empresas mais eficientes do setor, estipulando uma curva *benchmarking* de referência. A meta regulatória de eficiência é definida como uma meta de custo para a concessionária. Dessa forma, se a produtividade da empresa ficar abaixo da curva *benchmarking*, a mesma não recuperará o nível de custo determinado pelo regulador e terá um prejuízo econômico. Caso supere a curva, obterá vantagens econômicas, pois angariará recursos acima do nível de custo determinado.

Neste capítulo foram abordados os principais mecanismos reguladores de preços presentes na Teoria da Regulação. Os mecanismos são alternativas para corrigir os problemas oriundos da estrutura monopolista das Indústrias de Rede.

4 O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Objetivo deste capítulo é demonstrar os motivos que ensejam a regulação no setor de Distribuição de Energia Elétrica, recorrendo a história para entender como a evolução do sistema criou a necessidade de regulação por parte do estado.

4.1 EVOLUÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Até as décadas de 50 o Sistema Elétrico Brasileiro era praticamente privado e pouco eficiente, com baixa qualidade de serviços, frequentes interrupções e cortes de energia, racionamentos nos centros urbanos e outros. O investimento governamental em geração de eletricidade, para suprir as deficiências de investimento do setor privado, tornava-se cada vez mais necessário. Conforme Santos et al (2008, p.452): “As vantagens das empresas estatais frente às privadas neste setor são consideradas óbvias. “Energia é desenvolvimento”, essa foi uma das grandes bandeiras dos progressistas nos anos 1950.”

O Sistema Elétrico Brasileiro era muito limitado, as empresas de distribuição forneciam apenas aos grandes centros urbanos e as pequenas cidades e indústrias, quando situadas em locais mais afastados, tinham de se contentar com a autoprodução de energia elétrica, usando, por exemplo, pequenos geradores a diesel. O sistema não era interligado e atendia apenas as regiões de alta renda e alta concentração de consumo. Diante desse cenário, o governo passa de maneira mais efetiva a intervir no sistema elétrico, com a criação da primeira grande usina de geração de energia federal, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf). Em 1957, após um período de seca, foi criada a hidrelétrica de Furnas. Foi a primeira hidrelétrica nacional que possuía um grande reservatório a fim de suportar períodos de seca. Em 1960 criou-se o ministério de Minas e energia e em 1961 foi instituída a Eletrobrás, empresa estatal de âmbito nacional para coordenar as atividades de planejamento energético. Também foram criados a Eletrosul, Eletronorte e firmado em 1973 o tratado para construção da usina de Itaipu (SANTOS, 2008).

Perante um cenário macroeconômico favorável, com acesso a captação de recursos internacionais a juros baixos, o Brasil em poucos anos estruturou um

sistema elétrico robusto, estatal e superavitário. A abundância de cursos d'água proporciona ao Brasil uma fonte de energia barata e limpa. Com um parque gerador composto primordialmente por hidroelétricas, o sistema torna-se vulnerável às condições meteorológicas, mas com grande potencial de geração. Com a intervenção estatal que estruturou o sistema elétrico e devido às potencialidades em gerar energia, o Brasil estava no caminho certo em busca da eficiência do sistema, porém a crise fiscal do estado a partir da década de 80 inicia um processo de esgotamento do modelo estatal.

A década 80 foi marcada por fortes desequilíbrios decorrentes do intenso processo de endividamento ocorrido a partir dos anos 70. O agravamento da crise fiscal do Estado reduziu o aporte de recursos da União para investimentos no setor elétrico. A deterioração do valor real das tarifas, cujo patamar de preços passou a não refletir o aumento dos custos setoriais foi determinante para desencadear problemas financeiros. As tarifas, além de serem equalizadas para todo o país, foram muitas vezes utilizadas como instrumento de controle inflacionário. Esse processo culminou com a descapitalização e decorrente inadimplência dos diversos agentes do setor. Em virtude das demandas sociais, o governo deixa de investir nos setores de infraestrutura para aplicar recursos em setores considerados prioritários, como saúde e educação. Essas razões fizeram com que os investimentos das empresas estatais não fossem capazes de acompanhar as necessidades de crescimento da demanda no país. (PIRES; REIS, 2004)

Do ponto de vista regulatório, não existiam estímulos em busca da eficiência produtiva. As empresas não tinham incentivos para reduzir seus custos, pois o regime tarifário que vigorava no setor elétrico era o do custo do serviço. Este regime tarifário previa que as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores deveriam ser capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição de energia e ainda, prover uma determinada taxa de retorno, capaz de garantir adequadamente sustentação financeira das empresas e ao mesmo tempo limitava o excesso de lucros. A lei 5.655/71 estabeleceu o regime de remuneração garantida e fixou a taxa de retorno das concessionárias do setor elétrico num patamar entre 10% a 12% ao ano. Já o decreto-lei 1.383/74, criou o mecanismo de equalização tarifária entre as concessionárias, que consistia na igualdade do nível tarifário entre consumidores de diversas regiões do país, beneficiando os consumidores que estavam alocados em regiões cujos custos de transmissão

fossem maiores. Como exemplo, cita-se os consumidores da região Norte e Nordeste que estão fora do eixo Sul e Sudeste, onde se concentram as grandes hidrelétricas do país.

A crise do Estado culminou na deterioração dos serviços públicos. A partir da década de 90 ressalta-se o debate acerca da redefinição do papel do estado e readequação de suas funções. Nesse sentido, a reforma do estado passou a ser instrumento indispensável para consolidar a estabilização e assegurar o crescimento sustentado da economia. Com o objetivo de reformar a administração pública, em 1995 foi estabelecido o Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado, no qual várias reformas foram adotadas e tinham como anseios o ajuste fiscal, a fim de aumentar a capacidade financeira do estado, implementar políticas públicas e transferir ao setor privado a tarefa da produção, pois este, em teoria, seria mais eficiente. Anteriormente a este período, não havia práticas efetivas de regulação no setor, pois as empresas de energia elétrica encontravam-se sobre o controle do Estado, e não existia interesse em se auto-fiscalizar. Desta forma, não havia no Brasil tradição em regulação, nem pessoal especializado, o que dificulta a eficácia da agência na atividade regulatória.

O plano diretor tinha como essência, reformar o Estado, redefinindo o seu papel, deixando de ser o responsável direto pelo desenvolvimento econômico e social pela via da produção de bens e serviços para fortalecer-se na função de promotor e regulador do desenvolvimento. A reforma estatal envolveu múltiplos aspectos, entre os quais o ajuste fiscal que tinha como objetivo devolver a capacidade de implementar políticas públicas. Assim, através da liberalização comercial, o estado abandona a estratégia protecionista e o programa de privatização reflete a gravidade da crise fiscal, demonstrando a limitação da capacidade do estado em promover poupança através das empresas estatais (BRASIL, 1995)

No mercado de energia elétrica, a partir da Lei de Concessões de fevereiro de 1995, ocorreu um período de reestruturação, no qual o setor elétrico teve uma abertura ao capital privado, bem como o fim da integração vertical, que dividiu o setor nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Com a reestruturação do mercado de energia elétrica, foi necessário instituir um órgão regulador com a finalidade de criar mecanismos que induzam ao aumento da produtividade e

estabilidade do sistema. Assim, foi criada a ANEEL pela Lei Nº. 9.427/96, estabelecendo um marco da política regulatória brasileira.

Segundo Sauer et al (2003, p.94): “As reformas estruturais, ao contrário dos benefícios prometidos levaram a uma fragilidade estrutural, demonstrando as falhas intrínsecas do modelo. A capacidade instalada brasileira cresceu 33% entre 1990 e 2000, contra o aumento de 49% do consumo.”

O déficit de investimentos em geração e o abandono de importantes e estratégicos projetos de transmissão evidenciaram as falhas de planejamento na estruturação do novo modelo do setor elétrico. Com o aumento da demanda por energia, em virtude da estabilidade trazida pelo Plano Real, a falta de investimentos e a escassez de chuvas em 2000, foram determinantes para eclodir uma crise no setor. Com isso, em 2001 o Governo Federal decretou o racionamento de energia. Devido ao programa de redução de demanda, promovido entre maio de 2001 a fevereiro de 2002, acompanhado de mudanças nos hábitos dos consumidores e do reforço do suprimento de energia de obras já iniciadas, a partir de 1999 o sistema transitou para uma situação de sobreoferta de eletricidade (PIRES; REIS, 2004).

A crise deflagrou as deficiências no modelo que não foi capaz de assegurar o desenvolvimento, a expansão e a continuidade dos serviços com qualidade e segurança. Diante esse cenário, surgiu a necessidade de reformas, com vistas a preservação da estabilidade e valorização dos aspectos positivos do modelo. Com o objetivo de retomar o planejamento energético e expandir a geração, transmissão e distribuição de energia no curto, médio e longo prazo buscou-se a reorganização estrutural, através de um novo marco regulatório com resgates ao caráter público e essencial dos serviços. Dessa forma, ocorreram várias alterações no modelo, reinserindo a função estratégica do Ministério de Minas e Energia (MME), fazendo com que esse órgão assumisse o papel de coordenador, formulador e implementador de políticas para o setor energético. Através do MME foi criada a Empresa de pesquisa Energética (EPE), que não existia antes da reforma, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas ao planejamento energético. A EPE desempenha uma função estratégica, elaborando e submetendo ao MME os objetivos de longo prazo. Além das mudanças citadas, ocorreram alterações no escopo do Conselho Nacional de Política Energética, que possui a função de assessorar a Presidência da República, possuindo atribuições de formular políticas e diretrizes para o setor energético.

Nota-se pelas mudanças de ordem legal e estrutural ocorridas por parte do governo brasileiro, relacionadas a intervenção nas decisões de mercado, a inserção de agências reguladoras e outras instituições que visam planejar, expandir e garantir a segurança do sistema, uma nova forma de governança, pelo qual o estado deixa de ser provedor de bens e serviços e passa a assumir características reguladoras.

4.2 ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

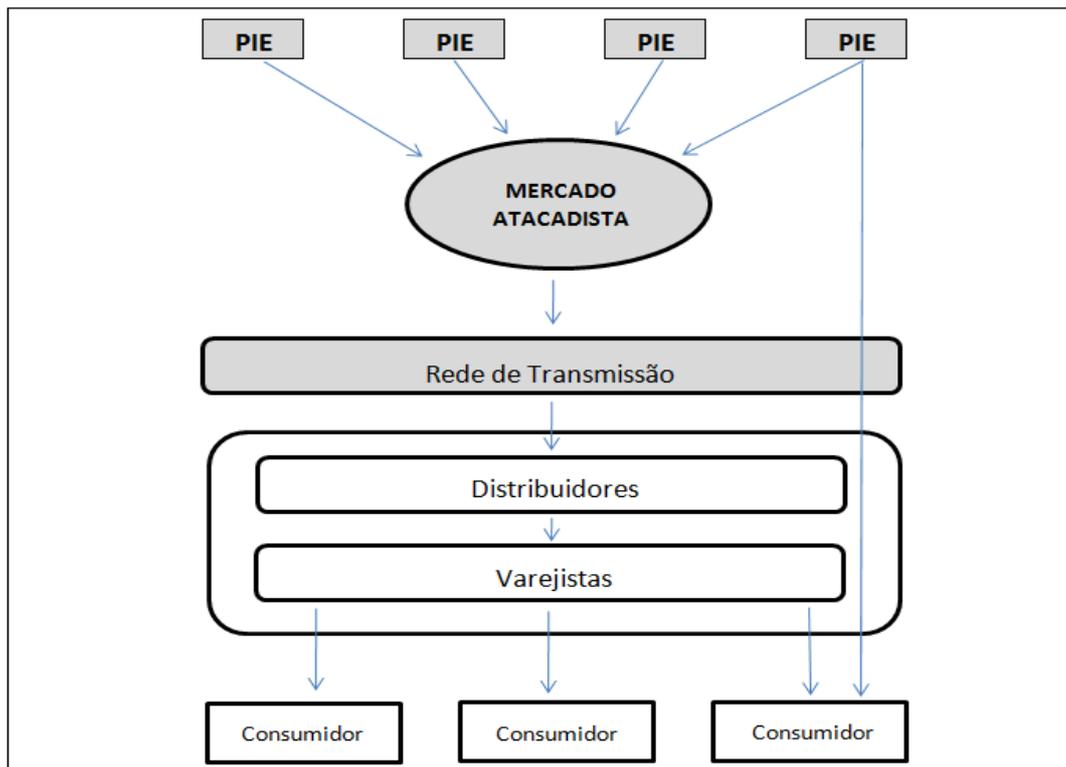
As reformas do setor elétrico implantadas na década de 90 podem ser entendidas como integrantes de uma ampla transformação decorrente de mudanças ocorridas nos países em desenvolvimento. Essas reformas foram aplicadas em vários países, seguindo as diretrizes da ideologia conhecida como “Consenso de Washington¹”. No centro das reformas está o papel dos estados nacionais e seu espaço na economia. A idéia de Estado mínimo, que caracterizou esse período, com a onda privatizante das empresas e a quebra dos monopólios públicos, gerou um aumento do déficit público em vários países, porém trouxe benefícios com a arquitetura que está calçada no aumento da eficiência de setores estratégicos sob a coordenação de Agências Reguladoras. O sistema regulatório adotado no Brasil, nesse período, foi fortemente influenciado pelo modelo Americano e Europeu. A implantação de mecanismos e órgãos reguladores foi inspirada na experiência internacional.

O Sistema Regulatório Brasileiro admite a competição no âmbito do suprimento, no qual os geradores comercializam sua energia em um mercado atacadista a fim de eliminar qualquer tipo de abuso de preços. Dessa forma vendedores e compradores passam a interagir por meio do mercado atacadista, firmando contratos que podem ser de longo ou curto prazo. É um sistema que requer intensa regulação, pois o risco de haver imperfeições e abusos de poder de mercado

¹ ALMEIRA e GIAMBIAGI (2003): Descrito por John Williamson em 1989, como um conjunto de proposições que condensariam o que na época as instituições sediadas em Washington julgavam como um conjunto adequado de políticas para serem adotadas pelos países da América Latina. Tais países estavam, então, à procura de uma agenda que lhes permitisse deixar para trás a “década perdida” de 80 e retomar o caminho do crescimento econômico.

é sempre presente. É, basicamente, o modelo adotado na Inglaterra e na Califórnia e copiado no Brasil. O arranjo prevê a constituição de um mercado atacadista, de um mercado *spot*, e de um operador independente do sistema (SAUER et al, 2003).

FIGURA 1 - MODELO DE COMPETIÇÃO PLENA



FONTE: ARPEC, 2000, in SAUER et al (2003, p.75)

No mercado atacadista se realizam as operações de compra e venda de energia, negociados entre agentes concessionários, permissionários, importadores, exportadores, consumidores livres e geradores. Essencialmente, os geradores colocam a venda a energia gerada no mercado atacadista, que poderá ser comprada pelas distribuidoras para fornecimento ao consumidor final.

Conforme Sauer (2003), as reformas iniciadas na década de 90 no Brasil foram fortemente influenciadas pelo modelo inglês de desverticalização, competição e privatização. A característica brasileira contrasta com a Inglaterra, no qual o sistema é predominantemente hidrelétrico, cerca de 95%.

O modelo adotado no Brasil segue os preceitos da competição no âmbito da geração e nos segmentos atacadistas, seguindo as premissas dos modelos

adotados nos países centrais, uma vez que o segmento de distribuição de energia elétrica, de cunho monopolista, é administrado por uma empresa pública ou privada, estabelecida pela concessão do serviço público para uma determinada área geográfica, porém sob a regulação institucional do estado por meio de agências reguladoras.

Para visualizar de maneira mais clara a estrutura regulatória vigente no Brasil é necessário detalhar a estrutura do sistema, descrevendo as funções dos agentes que compõe o setor.

O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que detém a capacidade de produção de energia elétrica do país. O SIN é um sistema predominantemente hidrelétrico, sendo que 79% da sua capacidade provém da geração hídrica. O Sistema elétrico é formado por um parque gerador e um sistema de transmissão que detém cerca de 95.582 km de extensão. O tamanho da rede reflete as dimensões territoriais do país. E também por um sistema de Distribuição, que é a última etapa da cadeia, que possui o objetivo de entregar a energia gerada e entregue pelo sistema de transmissão até os usuários finais por meio de um sistema composto por transformadores, postes e fios (TOLMASQUIM, 2011)

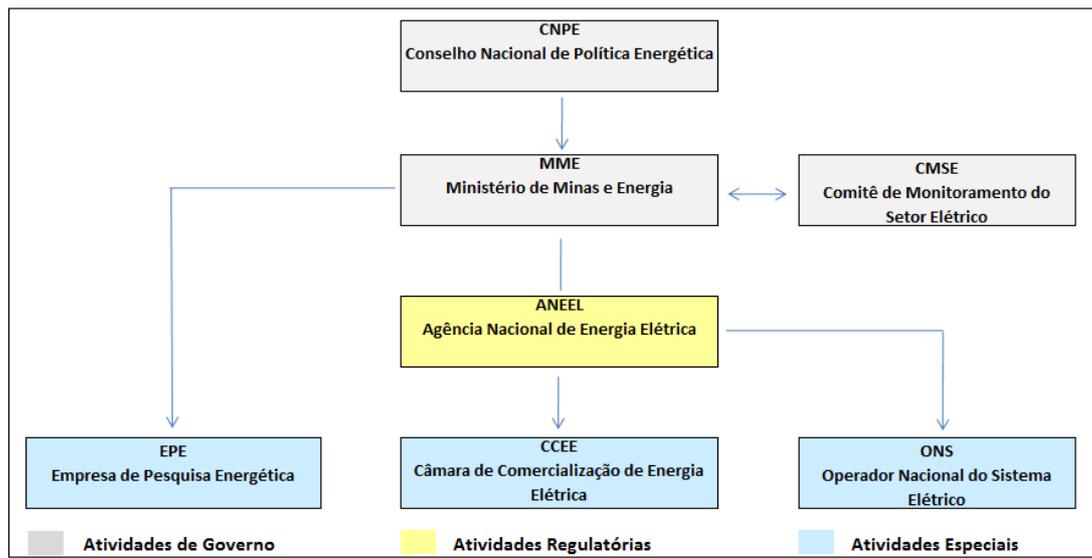
As empresas de distribuição, que fornecem energia ao consumidor final, firmam contratos de concessão de serviço público com o Poder Concedente, representado pela ANEEL, que regula e estabelece regras para o fornecimento da energia. As concessionárias de distribuição são remuneradas por meio da Tarifa de Fornecimento de Uso do Sistema de Distribuição. A convergência dos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição ocorre através do fornecimento de energia ao consumidor final

4.2.1 Agentes Institucionais do Setor Elétrico

No Setor Elétrico as atividades são separadas em regulatórias, atividades de governo e atividades especiais. As atividades de governo são exercidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Já as atividades regulatórias são exercidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL), competente para exercer funções de fiscalização e regulação dos serviços de energia elétrica. As atividades especiais são exercidas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (TOLMASQUIM, 2011).

FIGURA 2 - AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO



FONTE: Tolmasquim (2011, p.31)

4.2.1.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

A instituição foi criada pela Lei nº 9.478/1997 e regulamentada pelo decreto nº 3.520/2000. É um órgão interministerial de assessoramento a Presidência da República e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Tem como Competência ditar as políticas e diretrizes relacionadas ao setor elétrico a fim de assegurar o suprimento de insumos energéticos a áreas mais remotas e de difícil acesso do país. É responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas as diversas regiões do país e estabelecer diretrizes para programas específicos, como o do gás natural, álcool, carvão, energia nuclear entre outros.

4.2.1.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

É o órgão do governo vinculado a Presidência da República, foi criado em 1960 pela Lei 3.782, é responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas atribuições incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O Ministério de Minas e Energia é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento em caso de desequilíbrios entre a oferta e demanda de energia.

4.2.1.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela Lei nº 10.848 e constituído pelo decreto nº 5.175, ambos de 2004, tem como principal função monitorar de forma permanente a continuidade e a segurança de suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor.

Quando o CMSE identifica uma situação de risco de abastecimento em qualquer setor, deve elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras dessas situações, com vistas a manter ou restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético que deverão ser encaminhadas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O CMSE é presidido pelo ministro de Estado de Minas e Energia e tem, em sua composição quatro representantes do Ministério de Minas e Energia - MME e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e NOS. O Conselho reúne-se uma vez por mês TOLMASQUIM (2011, p.35).

4.2.1.4 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Com atributos reguladores, a ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas aos consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes.

A agência reguladora possui como missão, conforme a ANEEL (2012): “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”.

O surgimento da Agência está intimamente associado à regulação do mercado de distribuição de energia elétrica, com isso cabe a ANEEL ser um órgão independente do ponto de vista político, que monitore o atendimento dos contratos de concessão, de forma a garantir a sustentabilidade do setor no longo prazo.

4.2.1.5 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador foi criado pela Lei nº 9.648/1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que exerce atividades de coordenação do Sistema Interligado Nacional.

As principais funções do ONS são as seguintes:

- Planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração, tendo em vista a operação otimizada do sistema;
- Supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos;
- Supervisionar e controlar a operação do sistema;
- Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso;

- Propor ao Poder Concedente os reforços dos sistemas existentes a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;

A diretoria do ONS é composta por um diretor geral e outros quatro diretores, eleitos e destituíveis pela Assembléia Geral, sendo três membros indicados pelo MME, incluindo o diretor geral. Como é um órgão que exerce atividades fundamentais para o bom funcionamento do sistema elétrico, foi necessário criar mecanismos de proteção a seus administradores, de modo a preservar a independência das decisões. A exoneração imotivada de dirigente do ONS só pode ser efetuada nos quatro primeiros meses, findos os quais é assegurado o direito do exercício (TOLMASQUIM, 2011).

4.2.1.6 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia e sua finalidade é de prestar serviços na área de estudos e pesquisas, destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem o estudo da matriz energética no médio e longo prazo. Foram atribuídas a EPE as competências para realizar estudos e projeções da matriz energética; elaborar o balanço energético, identificar e quantificar os potenciais recursos energéticos; desenvolver estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão, realizar análises de viabilidade técnica, econômica, social e ambiental de usinas; obter licença prévia ambiental necessária para licitações de empreendimentos hidrelétricos e de transmissão; elaborar o Plano Decenal de Energia e o Plano Nacional de Energia; e outros.

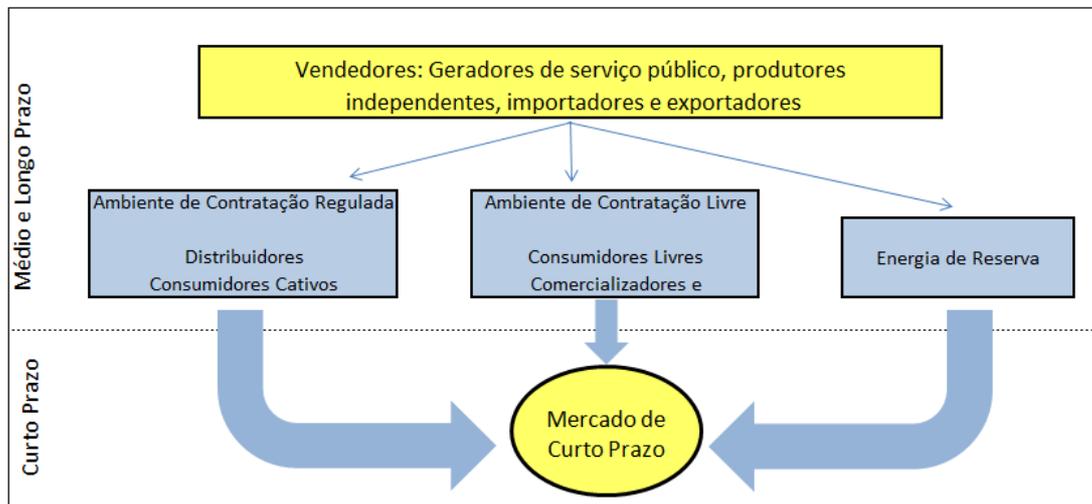
4.2.1.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Outro órgão fundamental ao sistema é a Câmara de Comercialização, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04. Possui como

atribuições apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado pelo sistema como referência para valorar as transações realizadas no mercado a curto prazo.

O mercado atacadista se da pela regulação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE aos ambientes de contratação de energia. Segundo Tolmasquim (2011, p.47) “A CCEE foi criada para viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL).”

FIGURA – 3 – AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA



FONTE: Tolmasquim (2011, p.108)

O ACR É o ambiente no qual se realizam as operações de compra de energia, por meio de licitação por parte dos agentes distribuidores. O ACR é formado essencialmente por concessionárias que atendem o mercado cativo e permissionárias de distribuição. Já o Ambiente de Contratação Livre, regula os consumidores ditos “livres”, aptos a comprar energia de qualquer fornecedor, com exceção dos distribuidores. Já a Energia de Reserva tem objetivo de aumentar a segurança no fornecimento, por isso não é permitida sua revenda.

4.3 O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

As empresas distribuidoras de energia organizam-se em grande parte em monopólios regionais, pois são as únicas fornecedoras de energia, não possibilitando ao agente econômico a opção de escolha de outro fornecedor. Assim, a empresa monopolista é entendida como aquela formadora de preços e a única fornecedora do produto para o qual não existem substitutos próximos.

A prestação de serviço público de distribuição se dá mediante concessão ou permissão. A concessionária ou permissionária explora o serviço de Distribuição em uma área geográfica delimitada, em regime de monopólio, ou seja, concentra toda a prestação do serviço de rede aos usuários daquela região, responsabilizando-se pela operação, manutenção e expansão da rede. (GANIM, 2009, p.84)

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica é a última etapa da cadeia de suprimento do Setor Elétrico, pela qual entrega, através das redes de distribuição, energia aos consumidores finais: Residenciais, Comerciais ou Industriais.

As empresas de distribuição firmam contratos de concessão de serviço público com o Poder Concedente, representado pela ANEEL, nos quais são estabelecidas as regras a respeito da tarifa, da regularidade, continuidade, segurança, qualidade dos serviços e do atendimento aos consumidores, bem como das penalidades nos casos de descumprimento. O prazo de concessão deve observar o tempo necessário à recuperação dos investimentos, limitados a 35 anos. Conforme critério do Poder Concedente, as concessões podem ser prorrogadas (TOLMASQUIM, 2011).

As Distribuidoras de energia não podem estabelecer seus próprios preços, bem como padrões mínimos de qualidade, pois são reguladas pela ANEEL. São signatárias de contratos de concessão que estabelecem métodos regulatórios para o estabelecimento de preços ao consumidor. O método aplicado à Distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (*Price-cap*), no qual o órgão regulador estabelece os preços máximos que podem ser aplicados pela venda de energia.

Segundo dados da ABRADDEE (2014), o sistema de Distribuição de Energia elétrica conta com mais de 74 milhões de “Unidades Consumidoras” (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações e equipamentos elétricos, caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de Unidades

Consumidoras existentes no Brasil, 85% são residenciais. O sistema também é composto por 64 Concessionárias de Distribuição, listadas no quadro abaixo:

QUADRO 1 – CONCESSIONÁRIAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Nº	EMPRESA	Nº	EMPRESA
1	AES-SUL	33	FORCEL
2	AES ELETROPAULO	34	IGUAÇU
3	ALIANÇA	35	JARI
4	AMPLA	36	JOÃO CESA
5	BORBOREMA	37	LIGHT
6	BRAGANTINA	38	MUXFELDT
7	CAIUÁ	39	NACIONAL
8	CELPA	40	NOVA FRIBURGO
9	CELPE	41	NOVA PALMA
10	CELTINS	42	PANAMBI
11	CEMAR	43	PARANAPANEMA
12	CEMAT	44	RGE
13	CFLO	45	SANTA MARIA
14	CHESP	46	SULGIPE
15	COCEL	47	URUSSANGA
16	COELBA	48	DEMEI
17	COELCE	49	DMED
18	COSERN	50	ELETROCAR
19	CPFL JAGUARI	51	CEA
20	CPFL LESTE	52	CEB
21	CPFL MOCOCA	53	CEEE-D
22	CPFL PAULISTA	54	CELESC-D
23	CPFL PIRATININGA	55	CELG-D
24	CPFL SANTA CRUZ	56	CEMIG-D
25	CPFL SUL	57	CERR
26	EDP BANDEIRANTE	58	COPEL-DIS
27	EDP ESCELSA	59	ELETROBRAS AC
28	ELEKTRO	60	ELETROBRAS AL
29	ENERGISA MG	61	ELETROBRAS AM
30	ENERGISA PB	62	ELETROBRAS PI
31	ENERGISA SE	63	ELETROBRAS RO
32	ENERSUL	64	ELETROBRAS RR

FONTE: ABRADDEE, 2014

Através do Sistema de Distribuição é fornecido o suprimento de energia ao sistema produtivo e consumidores em geral. É extremamente importante a regulação por parte do poder concedente nesse setor, de modo a buscar o equilíbrio

econômico financeiro da concessão, protegendo o interesse econômico dos agentes. Tanto os consumidores, concessionários e governo possuem objetivos diversos, assim a regulação por parte de um órgão é fundamental para inibir a distorções e vislumbrar o aumento da eficiência do sistema.

5 MECANISMOS REGULATÓRIOS APLICADOS EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA E DA EFICIÊNCIA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O objetivo deste capítulo é demonstrar os mecanismos regulatórios aplicados no sistema de distribuição brasileiro. Para tanto, será demonstrado o modelo tarifário vigente, a metodologia e os mecanismos de revisão tarifária. Será analisado o sistema de comercialização e seus impactos na modicidade tarifária, além da análise do Fator X e do método *Price-cap*.

No Brasil, com a intenção de adotar uma nova estrutura de governança condizente com os padrões adotados por países desenvolvidos e com a intenção de adotar um sistema regulatório moderno, o estado promoveu várias reformas. Em linhas gerais, a implantação do modelo regulatório buscou introduzir mecanismos reguladores que condicionam o aumento da eficiência na busca pela modicidade tarifária.

Conforme Pires e Reis (2004) a implantação do novo modelo tornava necessário a introdução da regulação nos segmentos de monopólio natural, de modo a aplicar mecanismos reguladores capazes de reduzir o custo final da energia aos consumidores.

5.1 O MODELO TARIFÁRIO ADOTADO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo tarifário adotado no sistema de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro é um mecanismo utilizado para determinar o valor adequado da tarifa de energia, que os consumidores devem pagar, além de estabelecer uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a qualidade e segurança do sistema e a modicidade tarifária.

A tarifa de energia elétrica é o preço estipulado pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que deve ser pago pelos consumidores pelo acesso à energia fornecida pela concessionária de distribuição. Embora a tarifa seja paga à distribuidora, a maior parte da tarifa não se destina a ela, mas aos agentes da cadeia do setor, como geradores, transmissores, governo através de tributos,

encargos setoriais e outros. Embutidos na tarifa estão os investimentos e custos de operações técnicas, realizados pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa deve ter o valor necessário para garantir o fornecimento de energia, assegurar às empresas ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir boa qualidade de atendimento. (ANEEL, 2007).

As empresas de distribuição fornecem energia a seus consumidores, com base em obrigações e direitos estabelecidos em um contrato de concessão, celebrado entre a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia. A empresa distribuidora, quando aceita as condições estipuladas pelo contrato de concessão, reconhece que o nível tarifário estipulado, em conjunto com os mecanismos de reajuste, são suficientes para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Desse modo, a empresa reconhece que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço, além de remunerar o capital investido.

Basicamente a tarifa é dividida em duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE refere-se aos custos relacionados com a compra de energia elétrica e é cobrada de todos os consumidores conectados ao sistema de distribuição. O TUSD é a tarifa cobrada pelo uso do sistema de distribuição. Quanto maior à distância para entrega maior será a tarifa.

A composição tarifária da receita das concessionárias é dividida pela ANEEL em custos gerenciáveis e não gerenciáveis.

QUADRO 2 – COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS)	PARCELA B (CUSTOS GERENCIÁVEIS)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Compra de Energia para Revenda	Outros

FONTE: ANEEL (2005)

O primeiro conjunto de receitas é chamado de Parcela A, e refere-se aos custos considerados não gerenciáveis, visto que os valores e quantidades independem de controle da empresa. Como exemplo, cita-se a compra de energia que pode variar em função da demanda ou dos encargos e tributos que podem ter suas taxas alteradas. O segundo conjunto denominado Parcela B, referente aos custos gerenciais, cobrem os custos com pessoal, material e atividades vinculadas a operação e manutenção, bem como os custos de depreciação e remuneração dos investimentos.

Os custos da parcela B são de controle da distribuidora e dividem-se em: despesas operacionais e despesas de capital. As despesas operacionais estão relacionadas aos custos com operação e manutenção relativos a prestação de serviços de distribuição de energia: gastos com pessoal, administração, materiais, serviços, alugueis, seguros, etc. As despesas de capital estão atreladas aos investimentos em ativos: linhas de transmissão, imóveis, veículos e outros.

5.2 O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

Outro mecanismo regulatório que visa o alcance da eficiência é o Processo de Revisão Tarifária, no qual a ANEEL, conforme previsto no contrato de concessão com a distribuidora, a cada período de tempo, estabelece um processo de revisão para avaliar e corrigir os valores das tarifas de energia elétrica. Esse processo

possui como objetivo garantir uma tarifa justa, tanto para os consumidores quanto para os investidores, além de estimular o aumento da eficiência e a busca pela qualidade do serviço de distribuição.

A Revisão Tarifária consiste em determinar a receita requerida das empresas, que será utilizada para o cálculo das tarifas. Assim, quanto maior for a receita requerida das empresas, maiores serão as tarifas. A receita requerida das empresas apresenta os seguintes componentes:

- Aplicado sobre a base de ativos da empresa, o *Weighted Average Cost Of Capital* (WACC), é o percentual de retorno definido pela ANEEL a cada ciclo tarifário, que deve ser compatível com o risco do negócio;

- Taxa de depreciação: Taxa definida pela ANEEL para reposição dos ativos ao final de sua vida útil;

- Base de Remuneração: é definida pela ANEEL para avaliação e fiscalização dos ativos da empresa. Na base de remuneração nem todos os custos são relacionados na Base;

- Custos de Operação e Manutenção: Os chamados custos de O&M são estabelecidos pela ANEEL de acordo com a metodologia *benchmarking* a fim de repassar aos consumidores somente os custos considerados eficientes.

- Fator X: O objetivo do Fator X é o compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas com os consumidores. O Fator X atua como redutor tarifário na proporção estimada de aumento de produtividade.

O processo de Revisão Tarifária é um mecanismo pelo qual a tarifa de energia elétrica pode ser alterada. A ANEEL define três modalidades para correção tarifária (ANEEL, 2007).

5.2.1 Reajuste Tarifário Anual

O processo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra do concessionário. O índice de reajuste (IRT) é calculado mediante a soma da Parcela A, mais o valor da Parcela B atualizada pelo IGP-M, acrescida ou não de um fator de eficiência. O Valor total é dividido pela Receita Anual referente aos últimos 12 meses, no qual o seu resultado determina o índice de correção a ser aplicado.

$$\text{IRT} = \frac{\text{PA} + \text{PB} (\text{IGP-M} \pm X)}{\text{RA}}$$

A diferença existente entre o Reajuste Tarifário Anual, que ocorre anualmente, e a Revisão Tarifária Periódica, que ocorre normalmente a cada quatro anos, é fato do reajuste anual corrigir as tarifas de acordo com a variação da inflação, enquanto a Revisão Tarifária tem por objetivo reavaliar o valor das tarifas (ANEEL, 2007).

5.2.2 Revisão Tarifária periódica

A Revisão Tarifária periódica, que acontece normalmente a cada 4 anos, e visa rever a receita para cobertura dos custos operacionais e a remuneração adequada sobre os investimentos, pois ao longo de 4 anos o valor da parcela B foi apenas atualizada pelo IGP-M. Assim, o processo de revisão busca reavaliar os custos da parcela B, de modo a quantificar os custos reais da parcela correspondente aos custos gerenciáveis (ANEEL, 2007).

De acordo com BRANDÃO et al (2011), o processo de revisão tarifária do ponto de vista estratégico é bem extremamente importante porque define e fixa parâmetros dos quais dependem essencialmente a lucratividade das distribuidoras nos quatro anos subsequentes.

5.2.3 Revisão Tarifária Extraordinária

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual e da Revisão Tarifária, a ANEEL estabelece o mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária, que visa rever o valor das tarifas, caso haja alterações significativas nos custos das empresas de distribuição.

As tarifas após o processo de Revisão tarifária podem ser elevadas, rebaixadas ou mantidas em relação ao patamar anterior estabelecido. Caso a tarifa venha a se elevar em termos reais, a concessionária passará a contar com mais

recursos para desempenhar suas atividades, ao passo que os consumidores terão que gastar mais para manter seu nível de consumo.

5.2.4 Ciclos de Revisão Tarifária

O primeiro ciclo de Revisão Tarifária ocorreu entre os anos 2003 e 2006. O segundo ciclo de Revisão iniciou em 2007 e encerrou em 2010. Nos dois primeiros ciclos foi adotado para determinar o valor das tarifas, o modelo da Empresa de Referência que simulava as condições de uma empresa responsável pela operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, a direção e administração da área geográfica da distribuidora, que presta esses serviços em condições de eficiência.

Nessa abordagem, a definição dos custos para composição tarifária é realizada com base em uma empresa virtual, sujeita às mesmas condições de uma empresa real, que opera de maneira eficiente dada as exigências de qualidade no fornecimento do serviço. Para calcular os custos operacionais, o modelo precisa detalhar uma série de atividades operacionais e quantificar os recursos e despesas associadas a cada uma delas, o que exige uma grande quantidade de variáveis. Este modelo se caracterizava por ser intensivo em dados e de difícil reprodução por parte das distribuidoras. Nessa metodologia, a ANEEL era encarregada de efetuar o levantamento de todos os processos e atividades das empresas, bem como definir o nível de produtividade de cada atividade. A complexidade do modelo dá margem à discricionariedade em sua aplicação, uma vez que é impossível para o órgão regulador dispor de referências válidas para definição de tantas variáveis necessárias para compor a tarifa. Para mitigar a discricionariedade, o regulador necessita permanentemente de informações operacionais de todas as empresas, para a definição dos valores de referência de cada parâmetro do modelo, processo por processo, atividade por atividade. Por depender de um número elevado de parâmetros, a metodologia torna-se complexa e bastante suscetível ao problema da assimetria de informação.

Em 2011 teve início o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária. O novo modelo estabeleceu uma nova metodologia na definição dos custos operacionais, no qual foi substituído o modelo de “Empresa de Referência” por um modelo comparativo

“*Bechmarking*”, que por meio da análise comparativa identifica os níveis de eficiência das empresas e assim, estabelece incentivos para ganhos de produtividade.

Uma das premissas do modelo adotado no Brasil é o incentivo a redução de custos operacionais visando o aumento da produtividade. Essa premissa está correlacionada a avanços tecnológicos e a gestão empresarial. Essencialmente o regulador visa incentivar a inovação a fim de reverter os ganhos de produtividade em prol da modicidade tarifária.

5.2.5 O 3º Ciclo de Revisão Tarifária e a Aplicação do Método *Bechmarking*.

A Metodologia aplicada no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária foi alterada a fim de melhorar os resultados em prol da modicidade tarifária. Essencialmente a metodologia aplicada ao 3CRTP é dividida em duas partes. A primeira etapa consiste em mensurar os ganhos de produtividade advindos do aumento da relação entre custos operacionais e número de consumidores e redes. A segunda etapa consiste em comparar a eficiência das distribuidoras por meio de métodos *Benchmarking*. Por fim, a eficiência final da distribuidora considera o desempenho real, quanto à qualidade do serviço prestado e do nível de Perdas não técnicas². Nesse ponto, as distribuidoras com bom desempenho melhoram suas notas de eficiência. A mensuração dos custos eficientes determinados pela segunda etapa é interpretada como uma meta de custos a ser alcançada no final do ciclo. Assim, se ocorrer diferença nos resultados das empresas da etapa 1 e da etapa 2, a diferença será considerada no cálculo do Fator X (ANEEL, 2010).

A metodologia adotada busca reverter os ganhos de eficiência alcançados pelas distribuidoras, em prol da modicidade tarifária. Na etapa 1, são mensurados os ganhos de produtividade das empresas através da relação produto/insumo. Os insumos são determinados pelos custos operacionais e o produto é determinado pelo número de Unidades Consumidoras e pela Extensão das Rede de Distribuição. Para determinar os custos operacionais são utilizados os dados contábeis, que englobam o dispêndio com pessoal, administradores, material, serviços de terceiros,

² ANEEL (2012) As perdas não técnicas correspondem as perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Esse tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora.

arrendamentos e aluguéis, seguros, tributos e outros. Em relação ao produto, a extensão das redes de distribuição compreende todas as redes de Baixa Tensão (BT), Média tensão (MT) e Alta Tensão (AT) de propriedade das distribuidoras.

QUADRO 3 – INSUMOS E PRODUTOS UTILIZADOS NO 1º ESTÁGIO

Variável de Insumo Produto	Variáveis de Produto
PMSO (Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros e Outros Custos Oper.)	Redes e Consumidores Rede e Mercado

FONTE: ANEEL (2010, p.33)

Por meio dos dados listados, é possível quantificar o ganho de produtividade das empresas e do setor. A fronteira de eficiência é determinada pela produtividade das empresas mais eficientes. Devido a isso, as empresas menos eficientes têm, potencialmente, maior possibilidade de se aproximar da fronteira do que as empresas que formam a fronteira, de continuarem reduzindo seus custos de forma que aumentem sua produtividade. As empresas menos eficientes teriam maior facilidade de rever seus métodos e reduzir custos resultando no aumento da eficiência.

Eventualmente alguma empresa pode não responder aos incentivos e ficar cada vez mais distante da fronteira de eficiência. Caberá ao regulador exigir da concessionária ganhos de eficiência condizente com as suas possibilidades, de forma que avancem na mesma proporção dos que compõe a fronteira de eficiência (ANEEL, 2010).

Na Etapa 2, além da avaliação da relação das variáveis produto e insumo, há outras variáveis externas à gestão da empresa que podem afetar sensivelmente a eficiência. São conhecidas como variáveis ambientais. Nessa etapa, além da mensuração da eficiência gerencial, oriunda da relação custo/produto são englobadas as variáveis ambientais que decorrem do ambiente em que a empresa atua, introduzido na mensuração os elementos que permitem caracterizar as particularidades de cada área de concessão, os índices de qualidade e de combate as perdas não técnicas. Nessa fase, as empresas são agrupadas em relação aos seus níveis de custos e produtividade. Em um segundo momento, o nível de eficiência é confrontado com os níveis de qualidade do serviço e perdas não técnicas praticados, dessa forma, as empresas poderão ter suas eficiências

reposicionadas e função desses indicadores. O objetivo é corrigir o índice de eficiência considerando as variáveis gerenciáveis e que afetam o atendimento aos clientes (ANEEL, 2010).

QUADRO 4 – VARIÁVEIS AMBIENTAIS UTILIZADAS NO 2º ESTÁGIO

Variável Ambiental	Variável Ambiental	Descrição
Tendência	Tendência	Ano em que se encontra a empresa na amostra
Salário Médio	Salário Médio	Nível médio salarial de ocupações relacionadas à distribuição de energia na área da distribuidora.
Densidade de Consumidores	Área de atuação	Área em que há redes de distribuição.
	Unidades Consumidoras por Área de Atuação	Razão entre o número de unidades consumidoras e a Área de Atuação
	Unidades Consumidoras por Número de Transformadores de Distribuição	Razão entre o número de unidades consumidoras e o Número de Transformadores de Distribuição.
Índice de Precipitação	Índice de Precipitação	Índice que mensura a incidência de chuvas na área de atuação
Índice de Complexidade	Complexidade da Área de Concessão	Índice que mensura complexidade sócio-econômica no combate às perdas

FONTE: ANEEL (2010, p.33)

Existe também a necessidade de ajustar a mensuração da eficiência com os aspectos de Qualidade do Serviço e Perdas não técnicas. A primeira está relacionada à manutenção e melhoria dos padrões de qualidade do serviço do ponto de vista operacional, e se traduz em ações relacionadas à manutenção e operação da rede elétrica e atendimento ao consumidor. A segunda diz respeito ao nível de perdas praticado, em especial o nível de perdas não técnicas que demanda grande quantidade de recursos materiais e humanos com programas de redução às perdas. A metodologia utilizada deve ajustar o nível de eficiência, refletindo o desempenho da concessionária nos dois aspectos.

O critério para avaliação da qualidade e do nível de perdas não técnicas se dará pela análise comparativa, *benchmarking*. Porém, mesmo para a concessionária que apresentar o melhor resultado alcançável, é exigido o contínuo melhoramento dos padrões de desempenho. Para os indicadores de avaliação do nível de qualidade do serviço, a apuração do resultado se dará pelos níveis de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

5.3 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EM PROL DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Em virtude das inúmeras variáveis que poderiam afetar o preço da energia, foram criados mecanismos regulatórios que inibem a variação dos preços ao consumidor final. A exemplo citamos as variações nas condições hidrológicas que impactam no nível dos reservatórios e conseqüentemente o preço da energia, ou o acionamento das usinas termoelétricas nos períodos de escassez de chuvas, que possuem um alto custo de operação. É necessário ressaltar que os impactos no processo de geração de energia afetam diretamente o preço ao consumidor final, pois a distribuidora aloca os custos da compra de energia na Parcela A e repassa ao consumidor por meio da tarifa.

Para inibir a volatilidade dos preços da energia, variação que está atrelada às condições de oferta e demanda da *commodity* do mercado, o governo instituiu a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada das distribuidoras através do Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Esse ambiente abriga as distribuidoras que realizam a compra de energia das geradoras, por meio de leilões pelo menor preço. Anualmente o MME deve providenciar, juntamente com a ANEEL, a realização de leilões para atender a demanda das empresas, nos quais é fixado um preço teto, e os agentes vendedores que oferecerem os maiores descontos serão declarados vencedores. Para participar dos leilões ACR, os agentes geradores são classificados em dois grupos: “energia existente”³ e “energia nova”, evitando que a energia existente, com investimentos já amortizados, seja vendida pelo preço da energia nova, mais cara para recuperação do capital investido na construção de usinas (TOLMASQUIN, 2011 e GANIN, 2009).

A contratação antecipada, por um longo ou médio período de tempo, a um determinado preço, é um mecanismo que inibe o reflexo das variações de preço da geração de energia no valor da tarifa. Os distribuidores são responsáveis pela projeção da demanda e contratação de energia cinco anos à frente. Pequenos erros de projeção podem resultar em erros nos montantes contratados de energia,

³ ABRADÉE (2014) Os leilões são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: se novo ou existente. Os chamados leilões de energia existente são aqueles destinados a atender as distribuidoras no ano subsequente ao da contratação (denominado A-1) a partir de energia proveniente de empreendimentos em operação. Já os leilões de energia nova destinam-se à contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, que poderão fornecer energia em 3 (denominado A-3) ou 5 (A-5) anos a partir da contratação. Esta segmentação é necessária porque os custos de capital dos empreendimentos existentes não são comparáveis aos de empreendimentos novos, ainda a ser amortizados.

sujeitando o distribuidor a penalidades. Leilões de ajustes são realizados ao longo do tempo, de modo a ajustar as variações na demanda ao patamar de contratação. Esse mecanismo obriga as distribuidoras a planejar a contratação de energia no médio e longo prazo (TOLMASQUIM, 2011).

A subcontratação de energia por uma distribuidora pode ocorrer quando, na ocorrência de leilões para contratação de energia, não existam geradores interessados em vender a energia. Nesses casos, a Distribuidora subcontratada será obrigada a comprar energia no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). A sobra de energia também poderá ser revendida no mercado de curto prazo, de acordo com algumas regras. Geralmente o preço do PLD, estabelecido no mercado de curto prazo, é maior do que o preço contratado antecipadamente, devido a isso, o distribuidor que não planejar adequadamente o montante de energia a ser contratado poderá ser penalizado ao comprar energia a preços maiores e ainda ser penalizado pela ANEEL pelo erro de previsão.

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), segundo Ganin (2009):

É um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e um preço mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O PLD é o valor apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que reflete o custo marginal de Operação, utilizado pelo sistema como referência para valorar as transações realizadas no mercado a curto prazo.

5.4 INCENTIVO A EFICIÊNCIA ATRAVÉS DO FATOR X

Outro mecanismo condicionante da eficiência no sistema é o Fator X, estabelecido pelo regulador no momento da revisão tarifária, como uma meta para ganhos de eficiência. No processo de Revisão Tarifária Periódica, estabelecido normalmente a cada quatro anos, os contratos de concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica são revisados, nos quais é estipulado um índice de eficiência sobre o valor da Parcela B, da receita da concessionária. Anualmente o valor da parcela B é reajustado pelo IGP-M, acrescentado do um redutor de

eficiência X, que possui como objetivo incentivar a obtenção de maior eficiência na gestão empresarial, já que a empresa poderá reter os benefícios com a diferença entre os custos operacionais eficientes, definidos na Revisão Tarifária, com os ganhos de produtividade alcançados durante o ciclo tarifário. Dessa forma, nos anos em que não há Revisão Tarifária, os incrementos na produtividade além do previsto pelo modelo acarretam no aumento da lucratividade da distribuidora até o próximo período tarifário. Na próxima Revisão Tarifária, o contrato será revisto e os ganhos de produtividade alcançados serão capturados em prol da modicidade tarifária.

De acordo com a ANEEL (2014), o Fator X tem por objetivo garantir o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, de forma que se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário, quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X, na revisão tarifária periódica, busca definir os ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de qualidade do serviço prestado e crescimento de mercado, além de ser utilizado para amortizar o impacto do reposicionamento tarifário, como um componente de trajetória de eficiência para os custos operacionais. Para atingir a finalidade citada, o Fator X será composto por três componentes: (1) ganhos de produtividade; (2) incentivo à qualidade na prestação do serviço; e (3) trajetória de eficiência para os custos operacionais (ANEEL, 2010).

$$\text{FATOR X} = \text{P} + \text{Q} + \text{T}$$

Onde: P = Ganhos de Produtividade; Q = Qualidade na Prestação do Serviço;

T = Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais

O componente relativo aos Ganhos de Produtividade “P” considera os ganhos de produtividade oriundos do crescimento natural do mercado, associados à distribuição de energia elétrica e aqueles que decorrem dos custos com transmissão de energia, de acordo com a tabela abaixo.

O componente “Q” relativo a qualidade do serviço, visa incentivar a melhora da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário. A aferição do nível de qualidade se dará pela observação dos níveis de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC).

Caso a concessionária melhore seu desempenho quanto à qualidade do serviço prestado nas duas categorias, será subtraído do seu Fator X, o percentual de 1%. Caso melhore uma categoria, será subtraído 0,5%. Da mesma forma, caso a concessionária piore seu desempenho e recue nas duas categorias, será somado ao seu Fator X no reajuste tarifário, o percentual de 1%. Caso recue uma categoria, será somado 0,5%.

Por fim o componente “T”, relativo a Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais, considera o reposicionamento Tarifário da Distribuidora entre o segundo (2CRTP) e terceiro (3CRTP) ciclo de revisão tarifária. Em virtude da alteração metodológica ocorrida a partir do 3CRTP, houve a necessidade de instituir um índice de convergência quando existir diferença dos valores de custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, e os custos eficientes a serem alcançados ao final do 3CRT.

5.5 O MÉTODO *PRICE-CAP* E A METODOLOGIA *BENCHMARKING*

Essencialmente, o modelo regulatório estabelece que as distribuidoras obtenham sua remuneração pela distribuição de energia, sendo que os custos de compra do insumo para revenda deverá ser repassado aos consumidores sem ônus à empresa prestadora do serviço de distribuição.

A remuneração da distribuidora é estabelecida pelo órgão regulador, por uma taxa de retorno WACC - *Weighted average Cost Of Capital*, que incide sobre a base de remuneração, ou seja, é um percentual de retorno sobre a base de ativos da distribuidora.

Na tarifa, além dos custos com compra de energia, que serão repassados integralmente aos consumidores ao longo do ciclo tarifário, estão inclusos a taxa de depreciação sobre os ativos da empresa, de modo a estabelecer uma taxa para reposição ao final da vida útil dos bens. Além desses, estão os custos com operação e manutenção, porém não são estabelecidos a critério da empresa, mas a critério do órgão regulador, através da metodologia *benchmarking*, que visa estipular os níveis de eficiência baseado no desempenho operacional das empresas mais eficientes do setor. A meta regulatória é definida como uma meta de custo para concessionária, dessa forma, se a produtividade da empresa ficar abaixo da curva *benchmarking* a

empresa não recuperará o nível de custos determinado pelo regulador e terá um prejuízo. Caso supere a curva, a empresa obterá uma receita acima do nível de custos e obterá lucro.

Com base na aplicação da metodologia *benchmarking*, para determinação dos custos eficientes e demais itens que compõe a tarifa, o regulador estabelece o nível tarifário ótimo, ou seja, o preço-teto, também conhecido como *Price-Cap*, que resulta em uma tarifa justa ao consumidor e remunera adequadamente o investidor, além de criar incentivos para empresa alcançar níveis maiores de eficiência.

O órgão regulador reconhece a existência de uma taxa natural de crescimento do sistema, em virtude da densidade demográfica e da taxa de crescimento da economia, que acarreta no aumento do número de unidades consumidoras e redes. A expansão da base de consumidores e redes dilui o custo fixo das distribuidoras, que obtém vantagens econômicas fruto da expansão.

A busca incessante pelo aumento da produtividade, instigada pelo órgão regulador, se traduz em redução de custos com o mesmo patamar de capital humano. Esse incentivo pode acarretar em redução da qualidade do serviço prestado pela empresa aos consumidores. A ANEEL estipula com base na metodologia *benchmarking*, os níveis ótimos de qualidade, mensurados através dos indicadores DEC e FEC.

Outro ponto de destaque são as perdas técnicas e não técnicas, entendido pelo regulador como um gargalo operacional, que pode prejudicar a saúde financeira das empresas. As perdas não técnicas são um grande vilão do faturamento das distribuidoras, e por isso a busca incessante para redução desses índices são fundamentais para a sustentabilidade econômica das distribuidoras. De modo a ficar mais claro ao leitor, existe naturalmente uma dissipação de energia no processo de transporte e distribuição, essas perdas são classificadas como perdas técnicas. Já as perdas não técnicas são vinculadas a problemas de medição, fraudes e furtos de energia elétrica.

No modelo regulatório brasileiro estabelecido para o setor de distribuição de energia, identificam-se mecanismos encontrados na teoria de incentivos, no qual está presente a essência do método *Price-Cap* e o Fator X. Além desses, visualizamos a aplicação da metodologia *benchmarking*, para incentivar o aumento da eficiência das empresas de forma a alcançar a modicidade tarifária.

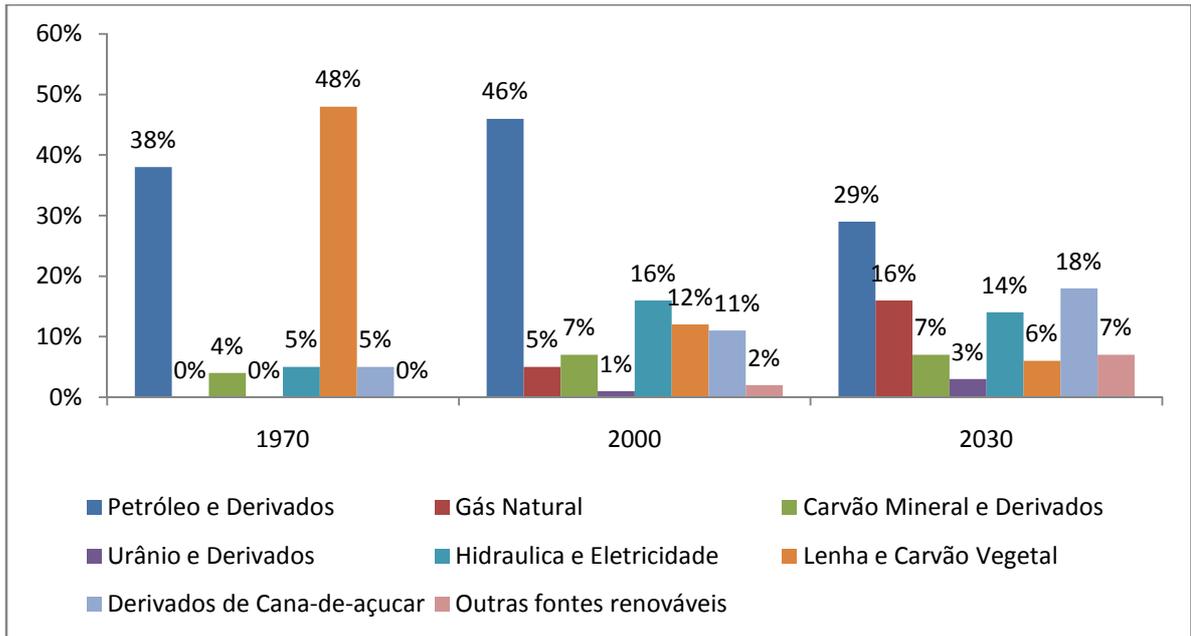
6 ANÁLISE DAS FRAGILIDADES DO MODELO REGULATÓRIO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.

O modelo de regulação aplicado no setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro visa o alcance da modicidade tarifária, através da aplicação de metodologias de incentivo à eficiência e de limitações estabelecidas para não inclusão de custos desnecessários na tarifa de energia. Embora a estrutura regulatória condicione a eficiência, existem algumas restrições que limitam a modicidade tarifária e a sustentabilidade do setor. Neste capítulo serão expostos as imperfeições do modelo, as quais limitam o alcance da modicidade tarifária e da eficiência do sistema.

As Distribuidoras possuem como objetivo distribuir energia, ou seja, entregar um produto e cobrar uma remuneração por esse serviço. Visualizamos na prática que o preço da tarifa possui como principal custo o valor da compra de energia, que provem do setor de geração. Sendo assim, na busca pelo alcance da modicidade tarifária, não basta o setor de distribuição ser eficiente se não existir incentivos para redução dos níveis de preço no segmento de geração. A limitação da geração hídrica em períodos de seca e o baixo crescimento da oferta de energia são entraves que refletem no preço de compra da energia por parte das distribuidoras, prejudicando o alcance da modicidade tarifária.

A construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, que garantem a geração de energia em períodos de seca, tem se tornado cada vez mais difícil diante das restrições impostas pelo marco regulatório de preservação do meio ambiente. Assim, os grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual que foram, até 1980, o principal recurso para a expansão do parque gerador, deixaram de ser uma opção factível para o planejamento do setor elétrico. Este fato altera significativamente o segmento de geração, principalmente no que concerne à participação cada vez mais importante de fontes de energia alternativas, renováveis ou não renováveis, na matriz energética. No âmbito de outras fontes de energia, citam-se os desafios de desenvolvimento de tecnologias eficientes para o melhor aproveitamento do processo de geração, aumentando a participação das fontes alternativas, como a gaseificação através da biomassa, energia nuclear, gás natural, geração eólica e outras (FILHO, 2009, p.12).

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DA OFERTA DE ENERGIA

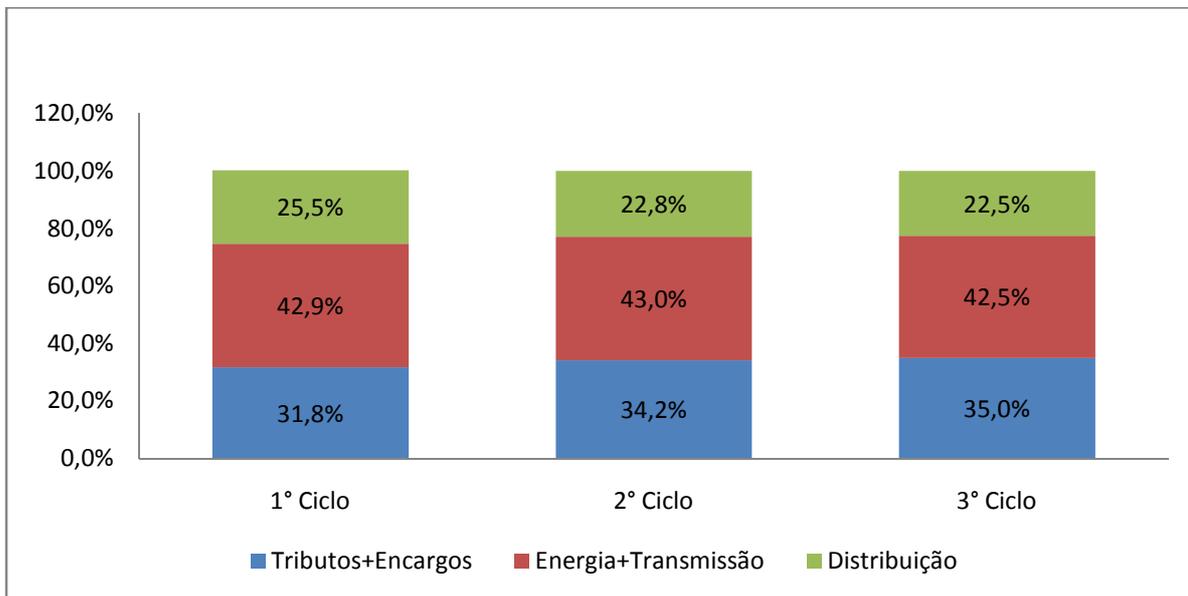


FONTE: EPE (2007, p.240)

Através da figura acima, pode-se verificar a tendência de alteração na matriz energética brasileira projetada para 2030, indicando que o sistema diminuirá a dependência da geração através de petróleo, geração hidráulica e eletricidade e se tornará mais dependente de outras fontes de energia. Diante do exposto, isso indica que as empresas distribuidoras deverão investir em tecnologias que possibilitem incrementar no sistema de distribuição, a energia provinda de outras fontes alternativas de geração, buscando o aumento da oferta de energia no sistema, e conseqüentemente a redução dos níveis de preços, de modo a alcançar a modicidade tarifária.

No valor da tarifa estão inclusos, além dos valores relativos aos custos de compra de energia, os custos de transporte, custos de operação e manutenção, e valores de impostos. O valor relativo aos impostos remonta aproximadamente 35% do valor da tarifa, sendo mais um limitador para o alcance da modicidade tarifária (ANEEL, 2005).

FIGURA 5 – BALANÇO FINAL DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS DO 3º CICLO REVISIONAL

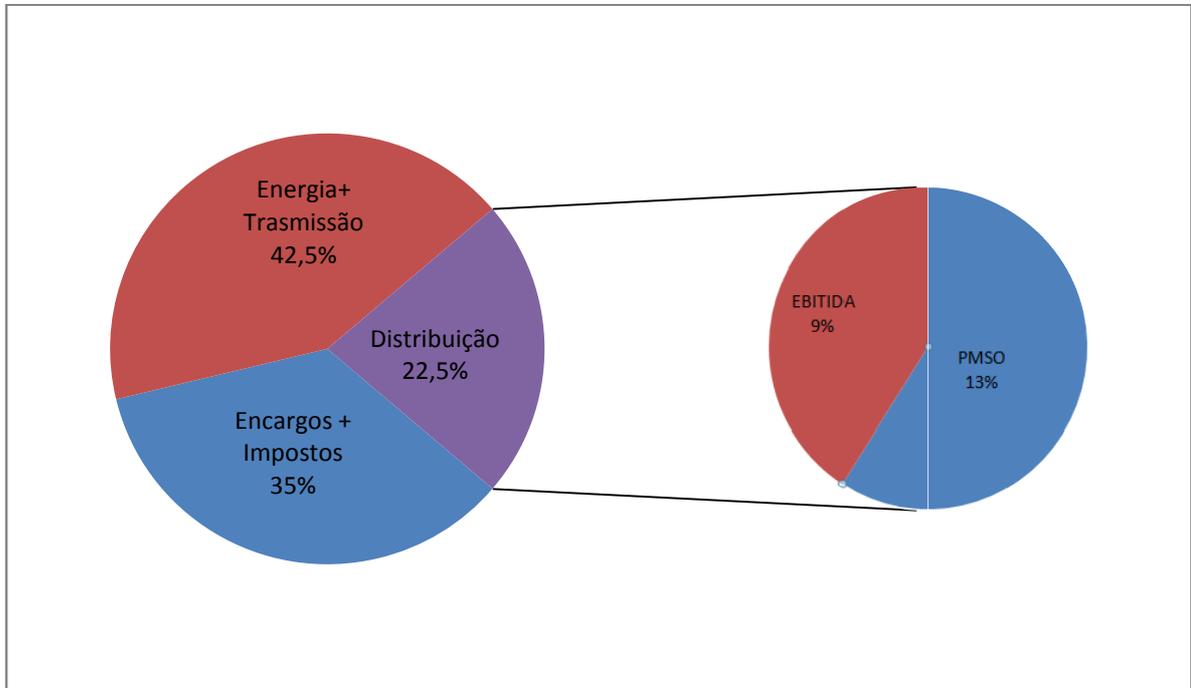


FONTE: ABRADDEE (2014)

Através da figura 5, visualizamos a redução da margem média relativa às distribuidoras ao longo dos ciclos tarifários, enquanto as faixas relativas aos encargos e tributos aumentaram significativamente.

Por meio de um percentual calculado pela ANEEL, que incide sobre a base de ativos das empresas, é determinado a remuneração sobre os investimentos realizados pelas distribuidoras. De acordo com dados da ABRADDEE (2014), a remuneração das empresas distribuidoras reduziu ao longo dos ciclos tarifários, de 11,26% no primeiro ciclo de revisão tarifária, para 9,95% no segundo e 7,50% no terceiro ciclo de revisão. Um dos objetivos do regulador é o alcance da modicidade tarifária, no qual a rentabilidade das empresas é um fator determinante, porém a redução da margem de lucro das empresas compromete a sustentabilidade do setor. A redução da taxa lucratividade propicia a diminuição da atratividade de investimentos e dificulta a obtenção de recursos via mercado financeiro para manutenção e expansão do sistema. Conforme Brandão et al (2011) as distribuidoras estão resistindo a iminente diminuição das margens operacionais. Um dos argumentos utilizados pelas empresas é que as margens são um desestímulo ao investimento e, portanto, uma ameaça a qualidade do serviço prestado.

FIGURA 6 – COMPOSIÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA – 3º DE REVISÃO TARIFÁRIA (2011 – 2014)



FONTE: ABRADDEE (2014)

Na figura 6, identificamos que do percentual relativo à distribuição, que vem reduzindo ao longo dos ciclos tarifários, está comprometido com a parcela PMSO, que representa os gastos com pessoal, materiais, serviços e outros. O *Ebitida*, que demonstra a capacidade de geração de caixa, na média do setor gira em torno de 9%. Grande parte dos custos não são de controle da Distribuidora, cerca de 77,5% estão atrelados a encargos e impostos, e ao gastos com compra e transmissão de energia. Diante disso, o resultado da atividade de distribuição é extremamente influenciado por variações nesses itens. A exemplo, uma variação de 10% dos custos com o componente Energia e Transmissão compromete 50% do resultado financeiro.

Destacamos que os dispêndios com a compra de energia para fornecimento aos consumidores não podem trazer desequilíbrio financeiro e de caixa para as distribuidoras, visto que a empresa é remunerada pela distribuição de energia. Nas eventualidades de aumento significativo dos custos de compra de energia, deve ocorrer a Revisão Tarifária extraordinária a fim de alterar rapidamente o valor das tarifas, de modo a evitar os impactos financeiros gerados pelo aumento dos custos.

O ajuste na tarifa pela Revisão Extraordinária propicia agilidade no ressarcimento dos valores despendidos, quando comparado com a inclusão dos custos apenas no processo de revisão, diminuindo a exposição financeira das distribuidoras. Porém, esse mecanismo dificilmente é utilizado, penalizando as distribuidoras com custos financeiros ocasionados pelo descompasso de prazo entre a compra de energia e o seu recebimento, através da tarifa, apenas no próximo ciclo tarifário. Esse problema ocorre principalmente nos momentos de variação significativa dos preços, que são vulneráveis às condições hidrológicas e ao acionamento das Usinas Termoelétricas.

A taxa de retorno sobre investimentos das distribuidoras é determinada pela ANEEL e incide sobre a base de ativos da empresa, chamada de base de remuneração. Existe uma metodologia definida pela ANEEL que determina a base de remuneração das distribuidoras, considerando nela, apenas os valores dos ativos que estejam atrelados a serviços prestados ao consumidor. O objetivo da metodologia é evitar que sejam remunerados na tarifa ativos desnecessários para prestação do serviço. Segundo a ABRADDEE (2014), as empresas distribuidoras possuem dificuldade em realizar investimentos e obter seu devido reconhecimento na base de remuneração. Com isso, estima-se que em média, apenas 82% do volume de investimento realizado pelas distribuidoras são reconhecidos na base de ativos, prejudicando a rentabilidade das empresas. Os motivos para o não reconhecimento dos investimentos são: classificação dos investimentos considerados como despesas operacionais; investimentos realizados pela distribuidora para a melhor prestação do serviço não reconhecida na base de remuneração; e investimentos considerados não necessários por parte do regulador.

Além da taxa de remuneração sobre investimentos prudentes, determinada pela ANEEL, a distribuidora poderá obter retornos sobre outros investimentos, não vinculados a prestação do serviço de distribuição. As chamadas outras receitas, vinculadas a serviços paralelos a distribuição de energia, como exemplo, o compartilhamento de postes com empresas de telefonia, que poderia permitir o aumento da rentabilidade das empresas, mas é limitada pelo regulador. Segundo a ANEEL (2013), a distribuidora deverá reverter integralmente à modicidade tarifária, o percentual de 90% da receita líquida da concessionária atrelada ao serviço de infraestrutura, limitando a distribuidora de obter lucro de outras fontes.

Uma das premissas da regulação é assegurar a estabilidade das regras de operação, sem ingerência política ou corporativa, que faça valer tanto as obrigações

como os direitos, porém os fatores políticos interferem na gestão das empresas e podem impactar nos níveis de preços ao consumidor. Quando o processo de revisão tarifária extraordinária não é acionado por parte do regulador, nos momentos demandados pelas empresas, os fatores políticos estão atrelados. Quando o regulador determina o percentual de reajuste tarifário necessário para manter a saúde financeira das empresas e as distribuidoras de propriedade dos governos estaduais não acatam, os fatores políticos também estão presentes, ocasionando impactos na sustentabilidade das empresas. A exemplo cita-se a ocorrência em 2013, da diminuição dos níveis dos reservatórios a um nível que possibilitava o racionamento de energia (AMATO, 2013). No entanto, devido à corrida presidencial em disputa na época, o governo manteve a posição de que não iria faltar energia, porém não anunciou à população que a energia estava sendo despachada por usinas térmicas a um custo elevado, o que impactou significativamente o nível de preços no ano seguinte. O ocorrido em 2013 indica que os fatores políticos afetaram negativamente a modicidade tarifária, pois seria racional por parte do governo e da ANEEL incentivar a redução do consumo na época, de modo a evitar o despacho térmico e o aumento dos preços.

Uma das funções do regulador é fiscalizar as empresas, visando a sustentabilidade, o aumento da qualidade do serviço e a modicidade tarifária. Alguns serviços prestados pelas distribuidoras possuem metas, como o nível de serviço telefônico prestado pelas empresas no atendimento aos consumidores, no qual a empresa deverá obter ao menos 85% das chamadas atendidas em até 30 segundos. Ocorre que, caso a distribuidora não atinja os níveis de serviço estipulado, a ANEEL poderá aplicar penalizações. O não envio de informações ao órgão regulador também é passível de penalidades. As multas aplicadas são da ordem de milhões e são aplicadas geralmente, por um percentual sobre o faturamento das empresas. Essa prática, embora vise o aumento da qualidade do serviço, possui um impacto financeiro que prejudica a sustentabilidade das distribuidoras. Uma das alternativas para não aplicação das multas seria incluir no cálculo do Fator X, incentivos para o alcance das metas, diminuindo dessa forma as penalizações. A exemplo cita-se a multa aplicada pela ANEEL na Amazonas Distribuidora de Energia em 2011, no montante de 11,4 milhões, por descumprimento dos indicadores de qualidade de fornecimento. Esse montante poderia ter sido investido pela empresa para melhorar a qualidade na prestação do fornecimento.

Destaca-se também, os entraves vinculados aos leilões de compra de energia, pelos quais as distribuidoras contratam o fornecimento aos consumidores. Anualmente o MME deve providenciar, juntamente com a ANEEL, através da CCEE, a realização de leilões para atender a demanda das distribuidoras, no qual é fixado um preço teto, no qual os agentes vendedores são as empresas geradoras. Em situações excepcionais, o modelo não vislumbrou a possibilidade de desinteresse por parte das geradoras em participar dos leilões, em função do baixo nível de preço estipulado pelo regulador. Sendo assim, as distribuidoras ficam descontratadas e são obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo para comprar energia, adquirindo a commodity a um preço elevado. Isso pode ocorrer nos períodos de seca, nos quais as usinas Termoelétricas são acionadas e elevam o custo da energia. Nessas situações, a ANEEL deve avaliar corretamente o preço teto e também incentivar ou obrigar as geradoras a participarem dos leilões.

O desafio das agências reguladoras é enorme, pois precisam atuar com muita competência, visando o aumento da eficiência das empresas. Através da ANEEL, espera-se que o Poder Concedente em conjunto com as empresas do setor e a sociedade, consigam identificar meios para correção dos problemas existente que limitam o alcance da modicidade tarifária e a sustentabilidade do das empresas e do setor.

7 CONCLUSÃO

Pode-se identificar através do presente trabalho os mecanismos aplicados pelo Poder Concedente, através da Agência Reguladora ANEEL, que condicionam o alcance da modicidade tarifária e o aumento da eficiência das concessionárias distribuidoras.

O modelo atual propõe o incentivo à redução de custos, assim, espera-se que as distribuidoras melhorem seus níveis de eficiência. Cabe ao regulador, no ciclo tarifário seguinte, observar os ganhos de produtividade e considerá-los em prol da modicidade tarifária, preservando incentivos às distribuidoras mais eficientes e impedindo as menos eficientes de repassarem seus custos aos consumidores.

A utilização dos métodos *Price-Cap*, da Metodologia *Benchmarking* para determinação dos custos operacionais eficientes, do fator de eficiência X, que engloba os níveis de qualidade do serviço e perdas, induzem as empresas a buscarem a excelência operacional.

O Modelo *Benchmarking* é uma ferramenta bastante adequada à realidade brasileira, visto que o Brasil é um dos poucos países no mundo que possui um grande número de distribuidoras, o que permite utilizar a ferramenta comparativa para instigar o aumento da eficiência operacional das empresas.

Uma das Premissas do modelo é a independência do órgão regulador, o que nem sempre visualizamos no Brasil. Outro ponto negativo do modelo está nas penalizações empregadas pela ANEEL às empresas que ficam abaixo das metas estabelecidas, pois essas penalizações podem prejudicar a saúde financeira das empresas, tornando-as cada vez mais ineficientes.

Identificou-se que as alterações metodológicas ocorridas entre o primeiro e o terceiro ciclo de revisão tarifária indicam que o sistema regulatório adotado para o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro não está consolidado, trazendo insegurança aos agentes e investidores. A insegurança regulatória devido a alterações nas regras do negócio inibe qualquer projeção e afasta investimentos. Contudo, percebeu-se que a alteração metodológica ocorrida para o terceiro ciclo de revisão tarifária é mais transparente, de fácil entendimento e aplicação por parte do Regulador, que objetiva incentivar as empresas a alcançarem níveis cada vez maiores de eficiência. É preciso respeitar os contratos de concessão, em especial

buscar a harmonia de interesses entre os agentes, consumidores, concessionários e governo.

Embora os métodos e mecanismos sejam condicionantes da eficiência operacional, o regulador deverá estabelecer criteriosamente as regras para alocação dos custos e investimentos a serem alocados na tarifa, além de estabelecer um nível ótimo de produtividade. A exclusão incorreta de custos da base tarifária, atrelados a investimentos não remunerados, farão diminuir os investimentos necessários à saúde operacional e financeira das empresas. A ênfase constante pela redução de custos e aumento da produtividade poderá, a médio e longo prazo, reduzir o capital humano e o nível da qualidade do serviço prestado pelas Distribuidoras.

A limitação da rentabilidade das empresas, estipulada pelo órgão regulador, os altos impostos inclusos na tarifa de energia e o descompasso financeiro entre a compra e o recebimento pela venda de energia através da tarifa, criam a necessidade de grande disponibilidade de recursos financeiros para fazer frente às obrigações. A baixa rentabilidade pela prestação do serviço e a não flexibilidade do regulador para rever os níveis ótimos de retorno das distribuidoras, acarretam em dificuldades financeiras, impactando a sustentabilidade das empresas e do setor, limitando a realização de investimentos e desencadeando, dessa forma, o sucateamento da infraestrutura do sistema de distribuição. A ANEEL deverá encontrar o nível ótimo de rentabilidade, de modo a não prejudicar a modicidade tarifária, o incentivo aos investimentos e a sustentabilidade das empresas, visto que o aumento dos lucros não é um objetivo da agência reguladora.

Fica como proposta para um novo estudo, a análise empírica dos impactos das alterações metodológicas ocorridas no terceiro ciclo de revisão tarifária, na rentabilidade das empresas, destacando os aspectos de qualidade do serviço, lucratividade e eficiência operacional.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **A Distribuição de Energia. Disponível.** <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>> Acesso em: 19 jun. 2014

ABRADEE. **Energia Nova – Energia Existente. Disponível.** <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>> Acesso em: 19 set. 2014

ABRADEE. **Workshop do Samp de Avaliação pelo Cliente 2014.** Nelson Leite. Curitiba, 05 ago. 2014. 24 *slides*.

ALMEIRA. Paulo Roberto, GIAMBIAGI. Fábio, **Morte do Consenso de Washington? Os Rumores a esse respeito parecem muito exagerados.** Textos para discussão 103. Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/td/td-103.pdf>

ALVEAL, C.; PINTO JÚNIOR, H. Q. **Modos de organização e regulação da indústria de hidrocarbonetos:** formas de transição e introdução de pressões competitivas. Rio de Janeiro, 1997. (Projeto IPEA/SEST, IE/UFRJ).

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais:** Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (3 C R T P). Nota Técnica nº 265/2010-SRE/ANEEL, Brasília, 25 de Agosto de 2010 p. 1-95.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Metodologia de determinação de custos operacionais para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.** Nota técnica n.º 166/2006-Sre/ANEEL, 2006.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 2: Revisão Tarifária de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: S u b m ó d u l o 2 . 5 - F A T O R X.** 2010 Disponível. <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/procedimentos_submodulo_2.5.pdf> Acesso em: 19 jun. 2014

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição: Submódulo 2.7 - OUTRAS RECEITAS.** 2013 Disponível:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Submódulo%202.7%20V1%20primeira%20revisão.pdf> Acesso em: 20 Out. 2014

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perguntas e Respostas Sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.** Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília, 2007

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.** Cadernos temáticos ANEEL, n4, Brasília: 2005

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Nota Técnica 64/2012-SER/ANEEL,** Brasília, 21.03.2012

BERG, Sanford V.; GASMI, Farid; JAMISON, Mark A.; TAVARA, José I. **The Regulation of Utility Infrastructure and Services: An Annotated Reading List.** Washington, DC: Banco Mundial. 2004. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/2004/01/7094066/regulation-utility-infrastructure-services-annotated-reading-list>> Acesso em: 04 abr.2014

BERGER. Pablo, GASTALDO., Marcelo Machado, **Modelos regulatórios estrangeiros: circunscritos ao setor elétrico.** Revista O Setor Elétrico, Cap XI, pg 24-27- Novembro/2009. Disponível em: http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/fasc_dir_ener_elet_cap11.pdf >. Acesso em: 26 mar. 2014.

BRANDÃO. Roberto, CASTRO. Nivalde J. de, OZÓRIO. Luiz, **O desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica.** Texto para discussão do Setor elétrico n° 34. Rio de Janeiro, Maio/2011 Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE34.pdf>> Acesso em: 01/12/2014

BRASIL. Instituto A., **Empresa de Referência.** Cadernos de Política Tarifária 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/contribuicao/instituto_acende_brasil_er.pdf> Acesso em: 20 jan. 2014

BRASIL, **Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado,** Brasília 1995. Disponível em:

<<http://www.planejamento.gov.br/noticia.asp?p=not&cod=524&cat=238&sec=25>>
Acesso em: 20 abr. 2012

BRASIL. Instituto A., **Política Tarifária e Regulação por Incentivos**. Cadernos de Política Tarifária. Out. 2007. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/contribuicao/instituto_acende_brasil_regulacao_por_incentivos.pdf> Acesso em: 13 fev. 2014

BRASIL. Instituto A., **Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos**. Cadernos de Política Tarifária 3 ed. 2011. Disponível em:
<http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2011_WhitePaper_03_AcendeBrasil_Rev2.pdf> Acesso em: 15 jan. 2014

CHEVALIER, J. m. SALUN, F. **Recomposition des Industries Életriques: Internationalisation, Nouveaux Entrantx, Diversification**. Revue de L'Énergie, n 465, jan 1995

CHIGANER, L.; NETO, L.B.; MELLO, J.C.; RIBEIRO; A. M.; **A Reforma do Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Institucionais**. São Paulo, 2002. Disponível em:<<http://www.feagri.unicamp.br/energia/agre2002/pdf/0123.pdf>> Acesso em: 15 jan. 2014

CRUZ. Veronica, Estado e Regulação: Fundamentos teóricos. In: RAMALHO. P., **Regulação e Agências Reguladoras: Governança e Análise de Impacto Regulatório**, Brasília, Anvisa,2009

DIAS, D. S.; RODRIGUES, A. P. **A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética**. Revista de Economia Política, São Paulo, v. 17, n. 3, p. 71-84, 1997.

ECONOMIDES, Nicholas. **Network externalities, complementarities, and invitations to enter**, In The European journal of political economy, vol. 12, 1996. pp. 211-232
Disponível em:
http://www.stern.nyu.edu/networks/Economides_Antitrust_in_Network_Industries.pdf.
Acesso em: 04 mai 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. acesso em: 20 out.2014.

AMATO. Fábio, **ANEEL na mídia: Nível de reservatórios já chega ao nível de pré-acionamento de energia.** 07 jan.2013. Disponível em: <http://www.agu.gov.br/page/content/detail/id_conteudo/224291>. acesso em: 20 out.2014.

FRANK, R. H. **Microeconomia e Comportamento.** 3. ed. New York: Mcgraw-Hill, 1998.

FILHO. Aymoré de Castro Alvim, **Desafios e perspectivas de P&D na geração de energia elétrica.** In: Setor elétrico no caminho da Inovação. Revista de pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL. nº3. Jun/2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/revistap&d3.pdf>> Acesso em: 24 out.2014

GANIM, A. **Setor Elétrico Brasileiro:** aspectos regulamentares, tributários e contábeis. Brasília: Canal Energia: Synergia, 2009.

GIAMBIAGI. Fabio, ALÉM. Ana Claudia, **Finanças Públicas.** 3 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008

LAFFONT, J., TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation.** Cambridge: MIT Press, 1993.

MOTTA, Paulo Roberto Ferreira. **Agências Reguladoras.** São Paulo: Manole, 2003

PINHEIRO. Ricardo Pinto, In PROENÇA. Jadir D., COSTA. Patrícia V., MONTAGNER. Paula, **Desafios da Regulação no Brasil,** Brasília: ENAP, 2006

PINTO JR., H. Q. (Org.). **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial.** Rio de Janeiro: Campus, 2007.

PINTO JR, H.Q., FIANI, R. **Regulação Econômica.** In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia Industrial:** Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil. Rio de Janeiro. Campus, 2002. p. 515-543.

PIRES. José C. Linhares, REIS. José G., **O Setor Elétrico: A Reforma Inacabada.** In: **Reformas no Brasil: Balanço e Agenda.** 1 ed, Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2004

PIRES, J.C.L.; PICCININI, M.S. **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor elétrico**: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro. In: Textos para Discussão n.º 64 - BNDES. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/.../caderno_01_regulacao_por_incentivos.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2013.

POSSAS, M.L.; PONDE, J.L.; FAGUNDES, J. **Regulaçãoda Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil**: Elementos Para um Quadro Conceitual. In: Infraestrutura: perspectivas de reorganização; regulação. Brasília: IPEA, 1997. Disponível em:<<http://www.ipea.gov.br/pub/infraestrutura/regulacao/parte3.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2013.

RAMALHO. Ivo S., Regulação e agências reguladoras: reforma regulatória da década de 1990 e desenho institucional de 190 e desenho institucional das agências no Brasil.. In: RAMALHO. P., **Regulação e Agências Reguladoras**: Governança e Análise de Impacto Regulatório, Brasília, Anvisa, 2009

SANTOS, G.; BARBOSA, E.; SILVA, J.; ABREU, R.; **Por que as tarifas foram para os Céus? Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, V.14, N.29, pg. 434-474, jun2008, disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200806_14.html> Acesso em: 15 abr. 2012.

SAPPINGTON. David E. M. **PRICE REGULATION AND INCENTIVES**. University of Florida, Gainesville, 2000. Disponível em: http://warrington.ufl.edu/centers/purc/purcdocs/papers/0213_Sappington_Price_Regulation_and.pdf> acesso em 14 fev.2014

SAUER. I; MERCEDES. S.; KIRCHNER. C., **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. In A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo: Paz e Terra, 2003

SOUZA. D., FERREIRA. L., SILVA, L., Credibilidade das Agências de regulação no Brasil. In: TOURINHO. O., FERREIRA., I, PAULA, L., **Os desafios atuais para a economia brasileira**. Rio de janeiro: FCE:edUERJ, 2010

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE, 2011.

TRAIN, Kenneth E. Optimal Regulation: **The economic Theory of Natural Monopoly**. London. England, 1991. Disponível em: <http://eml.berkeley.edu/books/regulation.html>> acesso em 14 fev.2014

VASCONCELLOS. Marco A. S.; GARCIA. Manuel E. **Fundamentos de Economia**. 2 ed. São Paulo: Ed Saraiva, 2006

VILLELA, A. V.; MACIEL, C. S. **A Regulação do Setor de Infraestrutura Econômica: uma Comparação Internacional**. In: Textos para Discussão n. ° 684 – IPEA. Brasília, 1999. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/pub/td/1999/td_0684.pdf>. Acesso em: 18 set. 2013.