

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UnB
INSTITUTO DE CIÊNCIAS HUMANAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E GESTÃO DE NEGÓCIOS

**REGULAÇÃO E CREDIBILIDADE: O CASO DOS REAJUSTES
DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Camila Figueiredo Bomfim Lopes
Matrícula: 09/0040350

Orientador: Bernardo Pinheiro Machado Mueller

Brasília, março de 2011.

Camila Figueiredo Bomfim Lopes

**REGULAÇÃO E CREDIBILIDADE: O CASO DOS REAJUSTES
DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Departamento de
Economia da Universidade de Brasília para
obtenção do Título de Mestre em Regulação.

**Orientador: Prof. Bernardo P. Machado
Mueller**

Data de aprovação: 19/03/2011

MEMBROS COMPONENTES DA BANCA EXAMINADORA:

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller – UnB.

Membro Titular: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB.

Membro Titular: Prof. Dr. Edvaldo Alves de Santana – ANEEL/UFSC.

Local: Universidade de Brasília
Departamento de Economia
UnB – Brasília

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por todas as oportunidades de aprendizado e crescimento espiritual.

Ao professor e orientador Bernardo Mueller, por ter despertado em mim o interesse pelas questões políticas da regulação, ampliando os meus conhecimentos.

Aos amigos Armando Casado e Rosângela Brey, pela oportunidade do primeiro emprego e por me mostrarem os caminhos do sucesso profissional e pessoal, me passando valores como disciplina, dedicação, responsabilidade e ética.

Ao meu chefe e amigo Davi Antunes Lima, pela confiança, pelas oportunidades de crescimento profissional, pelo incentivo ao prosseguimento dos estudos e pela compreensão nos momentos em que precisei estar menos dedicada ao trabalho.

Aos meus queridos amigos da ANEEL Maria Luiza, Raquel, Flávia, Wellington, Rodrigo, Leandro, Daniel, Thiago e Eduardo, pelas contribuições, incentivo e amizade.

Aos meus filhos Isabela e Henrique, os tesouros da minha vida, pelos ensinamentos diários e por todo carinho e paciência nos momentos em que estive ausente.

Ao pai dos meus filhos Frederico, por nunca ter deixado de estar ao nosso lado.

Aos meus amados pais José Wilson e Maria José, pelo apoio incondicional e por todo empenho em proporcionar às filhas e aos netos uma vida digna e feliz.

Às minhas talentosas irmãs Luciana e Bárbara, pelo imenso amor e por todo carinho e atenção com os meus filhos.

Finalmente, ao meu amigo e companheiro, João Paulo, pelo amor, respeito, admiração e toda a dedicação a mim e às crianças.

REGULAÇÃO E CREDIBILIDADE: O CASO DOS REAJUSTES DAS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autora: Camila Figueiredo Bomfim Lopes

Orientador: Prof. Bernardo Mueller

RESUMO

O serviço público de distribuição de energia elétrica é prestado mediante regime de concessão, na modalidade de remuneração do serviço pelo preço, ou *price cap*. Nesse regime, as tarifas máximas aplicáveis ao serviço são definidas nos contratos de concessão e o equilíbrio econômico e financeiro da concessão é preservado pelas regras de reajuste e revisão das tarifas. Pelo desenho regulatório adotado ao setor elétrico brasileiro, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologar os novos valores das tarifas de fornecimento de energia elétrica, observando as condições estabelecidas nos contratos de concessão e na legislação do setor. Diante de um problema identificado na fórmula do reajuste tarifário anual, que não capturava parcela dos ganhos ou perdas das concessionárias em função da variação da demanda, a ANEEL preservou as regras vigentes e propôs a alteração dos contratos de concessão mediante termo aditivo bilateral, que foi celebrado por todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica em 2010. A tomada de decisão da ANEEL está sendo contestada por instituições nacionais que defendem a ilegalidade dos contratos de concessão e a necessidade do ressarcimento dos consumidores pelos reajustes tarifários processados com base nas regras contratuais antigas. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é analisar o processo de alteração da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento de energia, por meio do arcabouço metodológico da Teoria Política Positiva da Regulação, que agrega fatores políticos, históricos e sociais à análise da regulação econômica, enfatizando o papel da dotação institucional do país e da credibilidade na solução de problemas regulatórios. Busca-se com isso demonstrar que a solução adotada pela ANEEL foi a melhor para o país.

REGULATION AND CREDIBILITY: THE CASE OF TARIFF READJUSTMENTS FOR ELECTRICITY SUPPLY

Author: Camila Figueiredo Bomfim Lopes

Advisor: Prof. Bernardo Mueller

ABSTRACT

The public distribution of electricity is provided by incumbents in the price cap modality. In this regimen, the maximum tariffs for these services are defined in contracts where the economic and financial equilibrium are preserved through tariff adjusting and revising rules. According to the regulatory design adopted by the Brazilian electric sector, the National Electric Energy Agency - ANEEL approves new values for electricity supply rates, taking into account energy contracts and specific legislation. In identifying a problem with the formula for the annual tariff readjustment, which lacked capturing a share of the incumbents' gains and losses due to demand variations, ANEEL maintained current rules e proposed modifications to incumbent contracts through bilateral accordance celebrated among all electric energy distribution incumbents in 2010. ANEEL's decision has been contested by national institutions that state the illegality of incumbent contracts and the need of consumer reimbursement for former tariff adjustments processed with the previous contract rules. Thus, this study aims to analyze the modification process of the tariff adjustment formula for energy supply through the methodological framework of Positive Political Regulation Theory, that combines political, historical and social factors to the analysis of economic regulation emphasizing the role of the country's institutional endowment and credibility in the solution of regulatory problems. We therefore seek demonstrate that the solution adopted by ANEEL was the best for the country.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Comportamento do Monopolista	13
Figura 2.2: Análise do Bem-Estar Social	14
Figura 2.3: <i>Price Cap</i>	23
Figura 2.4: O Papel das Instituições na Performance Econômica.....	30
Figura 2.5: Árvore de Decisão para o Desenho Regulatório.....	32
Figura 3.1: Instituições do Setor.....	56
Figura 3.2: Agentes do Setor	57
Figura 3.3: Modelo de Comercialização de Energia	58
Figura 4.1: Cadeia Produtiva da Energia Elétrica	62
Figura 4.2: Composição da Receita de uma Distribuidora.....	65
Figura 4.3: Fator X	74
Figura 4.4: Efeito da fórmula do reajuste acumulado no ciclo tarifário.....	88
Figura 4.5: Efeito cumulativo da fórmula do reajuste na Parcela B.....	89
Figura 6.1: A escolha do regulador	146
Figura 6.2: O desenho das Agências	148
Figura 6.3: A preferência do regulador	157
Figura 6.4: A solução <i>second-best</i>	158
Figura 6.5: O custo político da solução <i>second-best</i>	160
Figura 6.6: O custo de credibilidade e a solução <i>first-best</i>	163

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1: Metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras	77
Tabela 4.2: Simulação de Reajuste com Crescimento de Mercado.....	86
Tabela 4.3: Simulação de Reajuste com Decréscimo de Mercado.....	86

ÍNDICE DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AP: Audiência Pública

BRR: Base de Remuneração Regulatória

CAPM: *Capital Assets Pricing Model*

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético

CF: Constituição Federal

CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COLS: Corrected Ordinary Least Square

CONJUR: Consultoria Jurídica do MME

CPI: Comissão Parlamentar de Inquérito

CUSD: Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST: Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

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

DEA: *Data Envelopment Analysis*

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DPDC: Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor

DRA: Data de Referência Anterior

DRP: Data do Reajuste em Processamento

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ESS: Encargo de Serviços do Sistema

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviço

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado

IDEC: Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MME: Ministério de Minas e Energia

MF: Ministério da Fazenda

MP: Medida Provisória

MPF: Ministério Público Federal

MQO: Mínimos Quadrados Ordinários

O&M: Operação e Manutenção

OLS: *Ordinary Least Square*

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PGE: Procuradoria Geral da ANEEL

PGFN: Procuradoria Geral da Fazenda Nacional

PIS: Programa de Integração Social

PMSO: Pessoal, Material, Serviço de Terceiros e Outros

PND: Programa Nacional de Desestatização

PROCON: Procuradoria de Defesa do Consumidor

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRO TESTE: Associação Brasileira de Defesa do Consumidor

RA0: Receita Anual na DRA

RA1: Receita anual na DRP

RE-SEB: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RP: Reposicionamento Tarifário

RTE: Recomposição Tarifária Extraordinária

RGR: Reserva Global de Reversão

RPI: Retail Price Index

SEFID: Secretaria de Fiscalização de Desestatização

SFA: *Stochastic Frontier Analysis*

SIN: Sistema Interligado Nacional

SRE: Superintendência de Regulação Econômica

SELIC: Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

TCU: Tribunal de Contas da União

TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TUSD: Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VPA0: Valor da Parcela A na DRA

VPA1: Valor da Parcela A na DRP

VPB0: Valor da Parcela B na DRA

VPB1: Valor da Parcela B na DRP

WACC: *Weighted Average Cost of Capital*

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	A TEORIA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA	7
2.1	INTRODUÇÃO.....	7
2.2	O ESTADO REGULADOR.....	7
2.3	OS MONOPÓLIOS NATURAIS	10
2.4	A TEORIA NORMATIVA DA REGULAÇÃO.....	16
2.4.1	Remuneração Garantida ou Custo do Serviço.....	17
2.4.2	Regulação por Incentivos	20
2.4.2.1	<i>Price Cap</i> ou Preço Máximo	22
2.4.3	Regulação por Comparação.....	26
2.5	TEORIA POLÍTICA POSITIVA DA REGULAÇÃO.....	27
2.6	AS AGÊNCIAS REGULADORAS	33
2.7	CONCLUSÃO.....	36
3	A REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	38
3.1	INTRODUÇÃO.....	38
3.2	AS PRIVATIZAÇÕES.....	38
3.3	O REGIME REGULATÓRIO	42
3.4	A CONFIGURAÇÃO DO SETOR.....	49
3.5	CONCLUSÃO.....	59
4	AS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	60
4.1	INTRODUÇÃO.....	60
4.2	OS COMPONENTES DAS TARIFAS.....	60
4.3	O CONTRATO DE CONCESSÃO	62
4.3.1	A Parcela A	65
4.3.2	A Parcela B.....	72
4.3.3	O Fator X.....	73

4.4	A REVISÃO TARIFÁRIA	75
4.5	O REAJUSTE TARIFÁRIO	77
4.5.1	O Efeito da Fórmula de Reajuste.....	81
4.6	A CVA.....	89
4.7	CONCLUSÃO.....	94
5	OS ATORES E SUAS PREFERÊNCIAS.....	96
5.1	INTRODUÇÃO.....	96
5.2	A IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA.....	99
5.3	A ESTRATÉGIA INICIAL, SOLUÇÃO SECOND-BEST	103
5.4	A ATUAÇÃO DO ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE.....	107
5.5	A PUBLICIZAÇÃO DO PROBLEMA, A PRESSÃO POLÍTICA E SOCIAL	112
5.6	A TRANSFERÊNCIA DE CULPA	116
5.7	A MUDANÇA DE ESTRATÉGIA, SOLUÇÃO FIRST-BEST	119
5.8	A JUDICIALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	126
5.9	ILEGALIDADE OU OPÇÃO METODOLÓGICA.....	129
5.10	OS ÚLTIMOS ACONTECIMENTOS.....	137
5.11	CONCLUSÃO.....	141
6	A BUSCA DA CREDIBILIDADE	143
6.1	INTRODUÇÃO.....	143
6.2	O MODELO	144
6.3	O CASO DO REAJUSTE DAS TARIFAS.....	150
6.3.1	Solução Second-Best.....	154
6.3.2	Solução First-Best	161
6.3.3	Análise dos Resultados.....	166
6.4	CONCLUSÃO.....	172
7	CONCLUSÃO.....	174
8	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS	182

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo essencial para o desenvolvimento econômico e para o bem-estar da sociedade, por isso o serviço de fornecimento de energia elétrica é considerado estratégico para o país, sendo de competência do Estado. No Brasil, seguindo uma tendência mundial de redução da intervenção direta do Estado na economia, com a passagem do Estado Provedor para o Estado Regulador, muitos serviços públicos passaram a ser exercidos mediante o regime de concessão, como é o caso dos serviços públicos de energia elétrica, que possui três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Nesse regime, o Estado delega a prestação do serviço público a um terceiro, mediante processo licitatório competitivo, que seja capaz de desempenhá-lo por sua conta e risco e por prazo determinado. As condições da prestação do serviço público, o caráter especial dos contratos de concessão, os direitos e os deveres dos usuários e prestadores do serviço, a política tarifária e a obrigação de manter o serviço adequado estão definidos em legislação específica.

A política tarifária adotada aos serviços públicos é a do serviço pelo preço, no qual as tarifas máximas são fixadas no contrato de concessão resultante do processo de licitação da concessão e o equilíbrio econômico e financeiro é mantido mediante regras de reajuste e revisão das tarifas previstas nos respectivos contratos. Esse regime pressupõe a apropriação de ganhos de eficiência e da competitividade, em benefício de usuários e prestadores do serviço. Também foi adotado o modelo de Agências Reguladoras, instituições do Estado dotadas de certa autonomia financeira e decisória com relação aos governos, responsáveis por fiscalizar, monitorar e regular os serviços públicos concedidos pelo Poder Público.

No setor de energia elétrica, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL homologar os novos valores das tarifas de fornecimento, resultantes de reajuste ou de revisão, observando as condições definidas nos contratos de concessão e na legislação do setor. A política tarifária e o modelo regulatório do setor de energia elétrica estão definidos nas Leis n. 8.987, de 14 de fevereiro de 2005, e n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

O setor elétrico brasileiro opera de forma desverticalizada, com a separação da atividade de distribuição das atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

As distribuidoras atuam como monopolistas em suas áreas de concessão e são responsáveis pelo atendimento aos consumidores finais de energia elétrica. Atualmente, existem sessenta e três concessionárias de distribuição de energia elétrica localizadas em todo o território nacional, a maioria delas de capital privado, cuja assinatura dos contratos de concessão se deu na segunda metade da década de noventa.

Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica definem três mecanismos de alteração das tarifas: a revisão tarifária periódica, que ocorre em média a cada quatro anos, com o objeto de redefinir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, revisitando todos os custos das concessionárias; os reajustes tarifários anuais, que ocorrem nos anos em que não há revisões tarifárias, com o objetivo de manter o poder de compra das tarifas; e as revisões tarifárias extraordinárias, que podem acontecer a qualquer tempo quando algo extraordinário e não imputável às concessionárias comprovadamente desequilibrar os contratos de concessão.

Para fins de reajuste e revisão das tarifas, a receita das concessionárias é dividida em duas parcelas: a Parcela A composta pelos custos não gerenciáveis pelas concessionárias, que são a compra e o transporte da energia para o atendimento do mercado, mais os encargos setoriais de responsabilidade dos consumidores, que refletem as políticas públicas definidas para o setor; e a Parcela B, que corresponde à parcela remanescente da receita após a dedução da Parcela A, utilizada para a cobertura dos custos gerenciáveis pelas concessionárias, como as despesas de operação e manutenção das redes de distribuição de energia elétrica, o atendimento comercial aos clientes, os investimentos realizados na concessão e a remuneração do capital investido.

Os contratos de concessão trazem uma fórmula paramétrica específica para o reajuste anual das tarifas, mas não estabelecem a metodologia de revisão das tarifas, apenas as diretrizes a serem seguidas pela ANEEL na elaboração destes, que são basicamente os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária. Além disso, estabelece que a Agência deverá definir os valores do Fator X que serão deduzidos do índice de preço que atualiza as tarifas nos reajustes tarifários, como forma de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade das concessionárias. Esse modelo de regulação é denominado de *price cap*, ou preços máximos, e é considerado como um esquema de alto incentivo à eficiência, pois como as tarifas não são reavaliadas nos

períodos entre as revisões tarifárias, as empresas são incentivadas a reduzirem seus custos, se apropriando dos ganhos de eficiência auferidos acima das metas definidas pelo regulador.

Além dos reajustes e revisões tarifárias previstos nos contratos de concessão, o legislador brasileiro entendeu por bem definir um mecanismo extracontratual para compensar financeiramente as concessionárias pela variação dos valores dos custos não gerenciáveis que ocorrem entre as datas de alteração das tarifas. Essa medida foi adotada em 2002, após fatos extraordinários que acabaram imputando custos excessivos às distribuidoras, como a desvalorização cambial de 1999 e o racionamento de energia em 2001, com o objetivo de se evitar consecutivas revisões tarifárias extraordinárias para reequilibrar os contratos de concessão. Dessa forma, a Portaria Interministerial MME/MF n. 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a metodologia de cálculo da Conta de Compensação dos Valores dos Itens de Custos da Parcela A – CVA.

Em 2007, após estudos detalhados realizados pela ANEEL a respeito dos procedimentos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica, definidos nos contratos de concessão e na legislação vigente, identificou-se um efeito tarifário que fazia com que as tarifas aumentassem ou reduzissem anualmente a taxas superiores às variações dos preços da economia, em função das variações do mercado de energia. Esse resultado seria provocado pela não consideração nos cálculos tarifários dos ganhos ou perdas das concessionárias com a arrecadação de custos não gerenciáveis nas tarifas, particularmente aqueles que são pagos por elas em cotas fixas anuais, como os encargos setoriais. Considerando um cenário de crescimento contínuo do mercado, esse efeito atuava aumentando as tarifas, em benefício das concessionárias e em detrimento dos consumidores. O referido efeito tarifário foi denominado pela ANEEL de “não neutralidade da Parcela A”.

Diante da identificação desse efeito tarifário, a ANEEL defendeu a legalidade dos contratos de concessão e a necessidade de cumprimento das regras vigentes, e propôs duas medidas para solucionar o problema e assegurar a neutralidade da Parcela A: um aditivo bilateral aos contratos de concessão para alterar da fórmula do reajuste tarifário anual, que fazia com que as perdas ou ganhos de receita das concessionárias com a arrecadação de custos não gerenciáveis fossem incorporados na

Parcela B de suas receitas; e a alteração da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002, que define a metodologia de cálculo da CVA, por não considerar o efeito das variações do mercado no cálculo das compensações financeiras pela variação dos valores dos itens de custo da Parcela A.

Em 2009, em meio a um processo de investigação da Comissão Parlamentar de Inquérito da Câmara dos Deputados, o problema da não neutralidade da Parcela A foi amplamente divulgado pela imprensa, e, com isso, os mecanismos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica passaram a ser analisados profundamente por diferentes grupos de interesse da sociedade, que buscavam entender o problema, apontar os responsáveis e as possíveis soluções para ele.

Em 2010, todas as concessionárias de distribuição concordaram em assinar o termo aditivo aos contratos de concessão proposto pela ANEEL, e, com isso, os reajustes tarifários processados a partir desse ano não mais causariam ganhos ou perdas às concessionárias com relação à arrecadação de encargos setoriais nas tarifas. Mas a tomada de decisão da ANEEL nesse processo, de preservar as regras vigentes e buscar a correção do efeito mediante proposta de aditivo bilateral aos contratos de concessão, está sendo contestada na Justiça pelo Ministério Público Federal e também é questionada por outras instituições, como representantes da área técnica do Tribunal de Contas da União - TCU, parlamentares do Congresso Nacional e associações representativas dos consumidores de energia elétrica, dentre outros. Em geral, essas instituições defendem o descumprimento das regras vigentes, por meio da alteração unilateral dos contratos de concessão pelo Poder Público, com o conseqüente ressarcimento dos consumidores pelos valores faturados a maior pelas concessionárias nos reajustes tarifários processados de 2002 a 2009.

Em geral, problemas regulatórios como este são analisados apenas sob o ponto de vista da teoria normativa da regulação, que é aquela que busca encontrar o melhor regime regulatório para restringir o comportamento dos agentes econômicos na presença de alguma falha de mercado, como os monopólios naturais, estrutura de mercado que impõe certa perda de bem-estar à sociedade. Isso porque a teoria econômica neoclássica reconhece que os mercados competitivos são aqueles que maximizam o bem-estar da sociedade, por isso, o objetivo da regulação econômica seria criar mecanismos que emulem os incentivos gerados em um ambiente competitivo,

induzindo o comportamento desejado por parte dos agentes econômicos para se alcançar resultados eficientes. Vários foram os modelos criados para regular os serviços públicos caracterizados como monopólios naturais, cada um deles com diferentes graus de incentivo à eficiência. Dentre os principais modelos de regulação por incentivo, destaca-se o *price cap*, aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Entretanto, dificilmente os modelos regulatórios são aplicáveis na forma exata como desenhados e os resultados observados diferem daqueles esperados pela teoria normativa. Dependendo do país e do setor regulado, são feitas simplificações e adaptações aos modelos originais para que estes reflitam melhor a realidade econômica e política na qual a regulação está inserida. A própria aplicação do *price cap* ao serviço de distribuição de energia elétrica requereu algumas adaptações ao modelo original, como a inclusão de custos não gerenciáveis nas tarifas, por isso, é natural que os resultados observados sejam diferentes daqueles esperados pelo modelo original. Os diferentes formatos e performances da regulação econômica são justamente os objetos de estudo da teoria política positiva da regulação.

Enquanto a teoria normativa se ocupa em encontrar o melhor regime regulatório para maximizar o bem-estar da sociedade na presença de alguma falha de mercado, a teoria política positiva procura entender porque a regulação assume diferentes formatos e porque os resultados observados diferem daqueles imaginados pela teoria normativa.

Para a teoria política positiva, o fator determinante no desempenho da regulação é a dotação institucional do país, compostas por suas organizações políticas, sociais e econômicas e pelas “regras do jogo”, que definem a capacidade dos diferentes grupos de interesse de interferirem no processo regulatório. De acordo com essa teoria, não há um melhor regime regulatório para uma determinada dotação institucional, vários resultados satisfatórios podem ser obtidos sob uma variedade de arranjos institucionais, desde que existam mecanismos complementares que garantam governança, credibilidade e efetividade ao processo regulatório

No evento regulatório que discutiu a alteração dos procedimentos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica, de forma corrigir a não neutralidade da Parcela A, é nítido o conflito de interesses entre os principais atores envolvidos no processo, consumidores, concessionárias, regulador e formuladores de políticas

públicas, bem como o papel da dotação institucional do país nos resultados alcançados. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é analisar todos os elementos que cercam esse problema regulatório, que podem influenciar no entendimento da questão, e avaliar os resultados obtidos a partir do arcabouço da teoria política positiva da regulação.

A dissertação está estruturada da seguinte forma: o segundo capítulo trata dos fundamentos legais, econômicos e políticos da regulação de serviços públicos, enfatizando as diferenças entre as abordagens normativa e política positiva da teoria da regulação econômica; o terceiro capítulo descreve os principais marcos regulatórios do setor elétrico brasileiro e a sua configuração atual; o quarto capítulo explica os procedimentos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica, conforme contratos de concessão e legislação aplicáveis ao segmento de distribuição de energia elétrica; o quinto capítulo identifica os atores envolvidos no evento regulatório, as suas preferências e a sequência dos acontecimentos; o sexto capítulo analisa a tomada de decisão da ANEEL nesse processo e os resultados alcançados por meio da aplicação de um modelo inserido no arcabouço da teoria política positiva da regulação; e o último capítulo traz a conclusão do trabalho.

2 A TEORIA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA

2.1 INTRODUÇÃO

Quando se pensa em regulação econômica, pelo menos três perguntas básicas precisam ser respondidas: “Por que regular?”; “Por que delegar a regulação a uma instituição independente do governo?”; e “Por que monitorar o regulador?”. Essas e outras perguntas serão respondidas ao longo deste capítulo, que apresenta os aspectos legais, econômicos e políticos relacionados ao processo regulatório.

Primeiramente será analisado o contexto legal no qual a regulação econômica está inserida, descrevendo-se os princípios balizadores do Estado Regulador, que motivou as privatizações dos serviços públicos e a instituição do regime de concessões. A segunda seção apresenta as características do monopólio natural, estrutura de mercado comum nos setores de infra-estrutura da economia, que é a principal justificativa para a adoção da regulação econômica, destacando-se os impactos na formação dos preços e no bem-estar social. Em seguida, serão descritos os fundamentos da teoria normativa da regulação, com a apresentação dos principais modelos aplicados aos serviços públicos concedidos. A quarta seção discute o papel das instituições políticas, sociais e econômicas no desenho regulatório e na performance da economia. Finalmente, a quinta e última seção apresenta o modelo de agências reguladoras e os principais fatores que influenciam a governança dessas instituições.

Esse panorama é necessário para a compreensão do processo regulatório como um todo e também para a análise do evento regulatório que resultou na alteração da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil, auxiliando na identificação do problema, no delineamento dos limites de atuação das instituições nacionais no processo, bem como no entendimento das suas escolhas frente a um problema regulatório identificado.

2.2 O ESTADO REGULADOR

Nas décadas de oitenta e noventa o Estado brasileiro passou por um processo de transformação institucional que visava basicamente reduzir o tamanho do Estado em prol da sociedade civil e do mercado. Esse movimento também foi observado em outros países e se deu em resposta à uma mudança de paradigma com relação ao

papel do Estado na economia, tanto no âmbito da Teoria Econômica, como no da Ciência Política, do Direito e da Administração, marcando a passagem do Estado de Bem-Estar (*Welfare-State*), ou Estado Provedor, para o Estado Regulador.

Nesse novo contexto, o Estado deixa de atuar diretamente na economia como provedor de bens e serviços, e passa a agir mais como agente articulador e incentivador do crescimento e desenvolvimento do país. Por outro lado, é dada ênfase à sua capacidade de gestão pública e são fortalecidas as suas funções de fiscalização e regulação. Dentre as principais medidas adotadas destacam-se as privatizações, a abertura de mercados, a redução de gastos públicos e a construção de uma burocracia mais ágil e flexível.

Dessa forma, seguindo a idéia do Estado mínimo, muitos países optaram pela privatização de empresas prestadoras de serviços públicos e, nos casos em que a competição era viável, pela abertura dos mercados à iniciativa privada.

No Brasil, como será analisado no próximo capítulo, os principais diagnósticos nos quais se baseou o processo de privatização das empresas prestadoras de serviços públicos nos setores de infra-estrutura da economia foram o esgotamento da capacidade de investimento do Estado e o fraco desempenho das empresas públicas, assim como as imposições colocadas pela necessidade de ajuste fiscal.

Do ponto de vista do Direito, a regulação surge da necessidade de disciplinar a atividade econômica privada, restringindo as decisões dos agentes econômicos de forma a garantir o interesse público. Essas restrições podem ser impostas aos preços, quantidades e condições de atendimento do mercado. As atividades reguladas compreendem aquelas nas quais o setor privado já ocupava, por se tratar de matéria sujeita à livre iniciativa, mas principalmente aquelas em que o setor privado substituiu o Estado. Dessa forma, quanto maior a participação do setor privado em funções originalmente estatais, maior a necessidade de monitoramento e orientação estatal, ou seja, de regulação. Quando uma empresa é submetida à regulação econômica, o seu desempenho depende da conjunção de forças do mercado e atos administrativos, pois o Estado não consegue regular todas as decisões econômicas.¹

¹ Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL.

Agora sob a ótica da teoria econômica, quando se opta por privatizar empresas caracterizadas como monopólios naturais², como é o caso das distribuidoras de energia elétrica, faz-se necessária a criação de um marco regulatório que seja capaz de reproduzir os incentivos gerados em um ambiente competitivo, que é aquele que reconhecidamente maximiza o bem-estar social. Um marco regulatório pode ser formado por leis, contratos, regulamentos e instituições especializadas.

Duas possíveis medidas nesse sentido são: (i) a assinatura de contratos de concessão, com a definição dos direitos e deveres dos usuários e prestadores de serviços, as condições do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e os padrões de qualidade; e (ii) a criação de Agências Reguladoras, instituições da administração pública indireta, dotadas de certo grau de autonomia financeira, administrativa e decisória, em relação aos governos, com a função de evitar os lucros extraordinários de monopólio, viabilizando a modicidade tarifária e garantindo a qualidade e continuidade dos serviços públicos concedidos.

Esse foi o modelo adotado na economia brasileira. Como consequência do processo de reformas do Estado, em meados da década de noventa, muitas empresas prestadoras de serviços públicos começaram a ser privatizadas e, paralelamente, criaram-se as agências reguladoras, tanto em nível federal quanto estadual, nos setores de energia elétrica, telecomunicações, petróleo, saúde suplementar, vigilância sanitária, recursos hídricos, saneamento básico e transportes. As empresas privatizadas assinaram contratos de concessão, permissão ou autorização, e foram submetidas às regras definidas nos próprios contratos, nas Leis vigentes e supervenientes, e nos regulamentos emitidos pelo órgão regulador do setor.

O papel do regulador é, dentre outros, estabelecer tarifas justas, que sejam atrativas aos investidores e, ao mesmo tempo, módicas aos consumidores. Dessa forma, o regime de remuneração adotado deve ser capaz de induzir o aumento da eficiência das empresas, em benefício de usuários e prestadores de serviços, sem prejudicar o nível de qualidade dos serviços prestados.

2 Um monopólio é dito natural quando a existência de uma única firma no mercado minimiza o custo social da produção de um determinado bem ou serviço. As principais características dos monopólios naturais são: investimentos fixos elevados e irrecuperáveis, economias de escala e de escopo. (VARIAN, 1999)

A seguir serão apresentadas as principais características dos monopólios naturais, e, em seguida, as vantagens e desvantagens dos principais mecanismos de regulação econômica.

2.3 OS MONOPÓLIOS

Quando se opta pelo modelo de privatização com regulação, a primeira pergunta que deve ser respondida é: Por que regular? A resposta a essa pergunta encontra-se na análise das características dos mercados que são submetidos à regulação econômica.

A literatura econômica neoclássica reconhece que na presença das condições de concorrência perfeita (informação completa, racionalidade dos agentes, ausência de custos de transação etc), os mercados competitivos determinam a forma mais eficiente de alocação de recursos na economia, maximizando o bem-estar social. No entanto, quando existem falhas de mercado (externalidades, mercados não competitivos, bens públicos, assimetria de informação, incerteza, custos de transação etc) é preciso introduzir algum mecanismo que internalize o impacto dessas imperfeições na tomada de decisões dos agentes, tais como: intervenção estatal, distribuição de direitos de propriedade, impostos, regulação econômica, dentre outros.

Os setores de infra-estrutura da economia, como os de transporte, saneamento básico, energia elétrica e telecomunicações, foram os principais alvos das privatizações ocorridas no contexto do Estado Regulador. Em geral, esses setores possuem características comuns que determinam uma estrutura de mercado denominada de monopólio natural, com importantes reflexos na formação dos preços e, conseqüentemente, no bem-estar social.

Os monopólios são caracterizados pela existência de apenas um vendedor e muitos compradores para um determinado bem ou serviço sem substitutos próximos. As duas principais razões para a existência dos monopólios são as barreiras à entrada no mercado e as vantagens competitivas nos custos. As barreiras à entrada podem existir por diversas razões: restrições legais, como contratos de concessão, permissão e autorizações, licenças e patentes; controle de recursos ou insumos escassos necessários à produção do bem ou serviço; custos irrecuperáveis ou custos afundados (*sunk costs*), quando os investimentos iniciais necessários para a entrada no mercado são muito

elevados e específicos, não podendo ser reaproveitados em outras atividades econômicas; ou até mesmo de forma deliberada pela própria empresa dominante, por meio, por exemplo, de gastos exorbitantes com publicidade e ações judiciais contra os seus rivais. Com relação às vantagens competitivas nos custos, os dois fatores determinantes são a superioridade técnica, em função de expertise e domínio da tecnologia, e, principalmente, as economias de escala, que fazem com que o custo médio de um bem ou serviço diminua com o aumento da produção. (RESENDE, 2009)

As economias de escala podem ser internas ou externas às firmas. No primeiro caso, o custo médio da produção de um bem ou serviço decresce com o aumento do tamanho de uma firma individual, e, no segundo caso, com o aumento do número de firmas em uma determinada indústria. Quando as economias de escala são internas às firmas, estas originam mercados não competitivos, como os oligopólios, ou, mais especificamente, quando não há qualquer diferenciação de produto, os monopólios naturais. Já as economias de escala externas às firmas, originam mercados perfeitamente competitivos. As economias de escala internas às firmas também podem ser subdivididas em duas categorias, a primeira, chamada de tradicional, está relacionada aos custos fixos altos e à indivisibilidade da produção, e a segunda refere-se ao grau de especialização da produção. (HELPMAN e KRUGMAN, 1995)

Para o estudo da regulação do setor de distribuição de energia elétrica, interessa-nos as economias de escala internas às firmas, que estão relacionadas à indivisibilidade da produção e aos custos fixos altos e afundados.

Mas para analisar os efeitos dos monopólios em geral na fixação de preços e no bem-estar social, é preciso primeiro entender o comportamento de maximização do lucro do monopolista. Duas variáveis afetam o lucro do monopolista, a quantidade vendida e o preço de venda. Diferentemente dos mercados concorrenciais, onde as firmas tomam os preços como dados pelo mercado, o monopolista sabe que têm o poder de fixar o preço, sendo o único limitador deste a demanda pelo seu produto. Mas o monopolista conhece a curva de demanda pelo seu produto e, a partir desta, escolhem o preço que maximiza o lucro.

Com uma curva de demanda negativamente inclinada, para vender uma unidade a mais do produto, é preciso reduzir o preço de todas as unidades vendidas, não apenas da unidade adicional. Dessa forma, a receita marginal, que é a receita derivada

de uma unidade extra, será sempre menor que o preço de venda. A resposta da demanda às variações de preço depende de dois fatores: a inclinação da curva de demanda e a quantidade vendida.³

Supondo a tecnologia de produção com rendimentos crescentes de escala, o custo médio do bem decresce com o aumento da escala da produção, isso significa que a firma produz numa faixa de produção onde a curva de custo médio é negativamente inclinada e o custo marginal, que é o custo adicional da produção de uma unidade extra, é menor que o custo médio⁴.

O monopolista maximiza o seu lucro quando a receita da venda de uma unidade extra do bem é igual ao custo marginal da produção dessa venda. A Figura abaixo ilustra o comportamento do monopolista.

³ Supondo uma curva de demanda linear $q = a - b.p$, a curva de demanda inversa é dada por $p(q) = (a/b) - (1/b)q$, onde: q = demanda agregada, ou quantidade vendida; p = preço de venda; a = parâmetro que designa o intercepto da demanda; e b = parâmetro que designa a inclinação da demanda. A Receita Total do monopolista é dada por $RT = p \times q$, substituindo a demanda na receita, chega-se a $RT = (a/b)q - (1/b)q^2$. Para encontrar a Receita Marginal, basta derivar a RT em relação à quantidade vendida: $RMg = (a/b) - (2/b)q$. Portanto, $RMg < p$ e $p - RMg = q/b$, ou seja, a RMg é menor que o preço e a diferença entre os dois depende do volume de venda e da inclinação da curva de demanda. Isso significa que quanto maior a quantidade vendida no mercado, maior deve ser a queda no preço para que uma unidade extra do produto seja vendida. (VARIAN, 1999)

⁴ Supondo uma função de custo também linear, temos: $C = F + c q$, onde: F = custo fixo; e c = custo marginal, ou seja, o custo adicional da produção de uma unidade extra, que aqui supomos constante. A presença de custo fixo na função de custo linear garante a existência de economias de escala. Para obter o Custo Médio (CMe), basta dividir a função custo pela quantidade produzida: $CMe = F/q + c$; se $q = 0$, o custo médio tende ao infinito, e se $q = \infty$, o custo médio tende ao custo marginal, que é obtido derivando-se a curva de custo total em função da quantidade produzida. Com custo marginal variável, é preciso acrescentar valores inferiores à média para que os custos médios decresçam com o aumento da produção, dessa forma, na faixa de produção que a firma atua, a curva de custo marginal deve estar abaixo da curva de custo médio. (VARIAN, 1999)

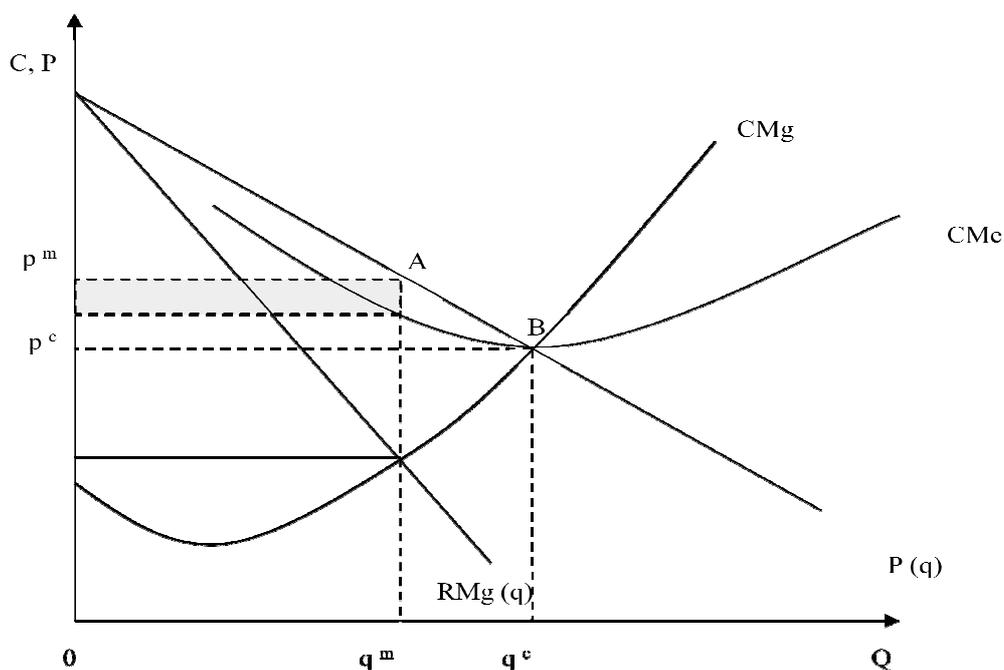


Figura 2.1: Comportamento do Monopolista

O ponto A da Figura 2.1 mostra o resultado de equilíbrio do mercado monopolista, onde, à quantidade escolhida pela firma, a receita marginal (RMg) é igual ao custo marginal (CMg). Nesse ponto, o preço é maior que o custo médio, portanto, a firma obtém lucro econômico positivo, que corresponde à área destacada na figura, e é dado pela multiplicação da quantidade total vendida pela diferença entre o preço e o custo médio. O lucro do monopolista será tanto maior, quanto menos elástica for a curva de demanda do mercado⁵.

No mercado competitivo, o problema de maximização das firmas é igual ao do monopolista, ou seja, fazer $RMg = CMg$, entretanto, como o preço de venda é dado pelo mercado, a $RMg = P$ e, portanto, no equilíbrio, $P = CMg$. O ponto B da Figura 2.2 representa o equilíbrio no mercado perfeitamente competitivo. Nesse ponto, a quantidade produzida é maior que no mercado monopolista e o preço de venda é menor.

⁵ A condição de primeira ordem do problema de maximização do monopolista pode ser escrita da seguinte forma: $p(q^*) [1 - 1/|\epsilon(q^*)|] = c(q^*)$, onde $|\epsilon(q^*)|$ = elasticidade-demanda do bem, dada por $-(dp(q^*)/dq) (p/q)$. Como o preço e o custo marginal são não negativos, o monopolista produz sempre na parte elástica da demanda. Rearranjando a expressão anterior, temos: $[p(q^*) - CMg(q^*)] / p(q^*) = 1 / |\epsilon(q^*)|$. Portanto, quanto menos elástica a demanda, maior será a diferença percentual entre o preço de mercado e o custo marginal. (RESENDE, 2009)

Comparando-se o resultado de equilíbrio do monopólio com a concorrência perfeita, a Figura 2.2 demonstra as implicações para o bem-estar social.

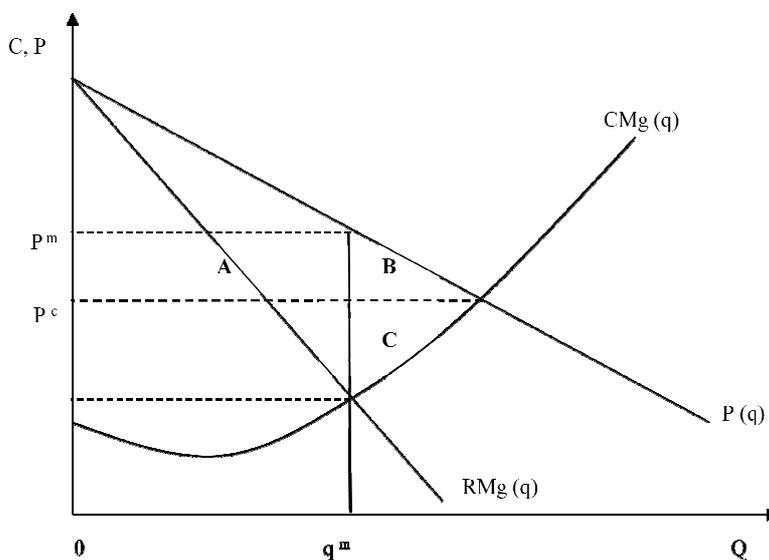


Figura 2.2: Análise do Bem-Estar Social

O excedente do produtor corresponde à área acima da curva de oferta $CMg(q)$ e abaixo do preço de venda, e o excedente do consumidor corresponde à área abaixo da curva de demanda $P(q)$ e acima do preço de venda. O bem-estar social é maximizado quando o mercado é perfeitamente competitivo, ou seja, quando o preço de venda do bem corresponde ao custo marginal da produção. No equilíbrio de monopólio, a firma perde a área C e ganha a área A , que é maior que C . Por outro lado, os consumidores perdem as áreas A e B . Dessa forma, há um perda de bem-estar social associada ao monopólio, que correspondente às áreas B e C . Essa perda não é apropriada por nenhum agente da sociedade, por isso, é chamada de “perda de peso morto”.

No mercado perfeitamente competitivo, o lucro econômico das firmas é igual a zero, o que significa que o preço dado pelo mercado é suficiente para cobrir todos os custos de produção, inclusive a remuneração do capital. No monopólio, as firmas obtêm lucro econômico positivo, que corresponde à diferença entre o preço de venda e o custo médio da produção. Por isso, na existência de monopólios, é preciso introduzir algum mecanismo de intervenção que seja capaz de reproduzir os incentivos gerados em um ambiente competitivo, de forma a impedir os lucros extraordinários das empresas e minimizar a perda de bem-estar da sociedade.

Onde é possível introduzir a competição, essa intervenção é feita diretamente por meio da eliminação de barreiras à entrada de rivais no mercado, como, por exemplo: a quebra de patentes; a garantia do livre acesso aos insumos escassos; a concessão de incentivos fiscais; a expansão do crédito para investimentos no setor; a abertura do mercado para concorrentes estrangeiros, com a redução do imposto de importação; dentre outros. Mas em mercados caracterizados como monopólios naturais, a competição é inviável, pois o custo de produção é mínimo quando existe apenas uma empresa no mercado. Nesses casos, a melhor forma de intervenção é a regulação econômica pelo Estado, por meio da imposição de restrições à tomada de decisão das firmas, como a fixação de preços e/ou quantidades, e o estabelecimento de padrões de qualidade e eficiência.

Entretanto, não é possível impor ao monopolista um preço de venda nas condições de equilíbrio do mercado perfeitamente competitivo, uma vez que, na faixa de produção em que atua, com economias de escala, o custo marginal é inferior ao custo médio, portanto, haveria prejuízo para a firma. Uma solução alternativa é fixar o preço de venda no nível correspondente ao custo médio, impondo ao monopolista lucro econômico igual a zero.

Se o regulador tivesse acesso completo às informações do monopolista, não seria uma tarefa muito difícil fixar o preço do bem ou serviço no custo médio de produção. Entretanto, sabe-se que na relação entre o regulador e o regulado reside o problema do Principal-Agente, onde predomina a assimetria de informação, que pode fazer com que os resultados observados com a regulação não sejam condizentes com o interesse público, que é garantir uma remuneração adequada para as firmas, com preços módicos para os consumidores, e eficiência e qualidade do produto ou serviço prestado.

Só a firma possui informação completa sobre os seus custos, processos e atividades, e o poder de controle do regulador sobre o comportamento do monopolista é bastante limitado, pois os custos de monitoramento e fiscalização são elevados. Dessa forma, há grande possibilidade de haver jogo ou manipulação de dados por parte das empresas reguladas para não revelar o seu real nível de eficiência, apresentando custos operacionais maiores e rentabilidade inferior à efetivamente realizada. (COUTINHO, 2009)

Os dois principais problemas relacionados à assimetria da informação são: seleção adversa e perigo moral. A seleção adversa está relacionada ao fato de que, devido à assimetria de informação, o regulador não pode distinguir claramente as empresas mais eficientes daquelas ineficientes; e o perigo moral (*moral hazard*) refere-se ao risco de o regulador utilizar informações incorretas que podem favorecer a empresa regulada, em desfavor do interesse público.

Como só a empresa possui informação completa sobre os seus processos e atividades, o regulador deve estabelecer algum critério para definir os custos que devem ser repassados às tarifas. Dessa forma, o desafio do regulador é criar mecanismos tarifários que utilizem cada vez menos informações das empresas (técnicas não “invasivas”) e que induzam o comportamento desejado.

A seguir serão apresentados os principais métodos de regulação reconhecidos pela literatura econômica e utilizados pelas agências reguladoras de diversos países para regular os serviços públicos caracterizados como monopólios naturais.

2.4 A TEORIA NORMATIVA DA REGULAÇÃO

Por todo o exposto na seção anterior, sob a ótica da Teoria Normativa, a regulação econômica busca maximizar o bem-estar social na presença de falhas de mercado, como os monopólios naturais. Vários modelos foram desenvolvidos para se definir as tarifas dos serviços públicos caracterizados como monopólios naturais, dentre os principais destacam-se: a remuneração garantida (custo do serviço) e o serviço pelo preço (*price cap*). O poder de um modelo regulatório pode ser medido pelo grau de incentivo dado ao aumento da eficiência e pela capacidade de fazer com que as empresas revelem suas verdadeiras características.

Com relação à eficiência, a principal definição foi desenvolvida por FARRELL (1957). Segundo esse autor, a eficiência produtiva de uma empresa depende da habilidade de produzir o máximo nível de produto ao menor custo possível, esta definição engloba dois componentes: a eficiência técnica, que é a habilidade de obter o máximo nível de produto com um dado nível de insumo; e a eficiência alocativa, que corresponde à capacidade de utilizar a combinação ótima de insumos dado seus preços relativos. Dessa forma, para que uma empresa seja considerada eficiente, esta deve ser

eficiente tecnicamente e também utilizar os insumos considerando o menor custo possível

A Teoria Normativa da Regulação é baseada em fundamentos e princípios da teoria econômica neoclássica e seus diversos ramos (Organização Industrial, Modelos de Informação Assimétrica, Teoria dos Jogos etc), que buscam incluir outras variáveis aos modelos econômicos, tornando-os mais adequados à realidade.

A seguir serão descritos os principais modelos de regulação econômica, com suas vantagens e desvantagens em relação ao resultado esperado. Entretanto, é preciso destacar que nenhum deles consegue eliminar completamente os problemas relacionados à assimetria de informação que existe na relação entre o regulador e o regulado.

2.4.1 Custo do Serviço ou Remuneração Garantida

O regime de regulação mais tradicional é chamado de custo do serviço, ou remuneração garantida, ou ainda taxa de retorno. Esse modelo consiste em fixar a tarifa do serviço público concedido no nível que garanta a cobertura integral dos custos operacionais da firma e uma remuneração adequada (justa) para o capital investido na concessão. A formulação básica do regime de remuneração garantida é dada pela seguinte equação:

$$Receita - Despesas - Depreciação - Impostos = r \times Base \text{ de Ativos}$$

Onde:

Receita = $\sum_{i=1}^n Preço(i) \times Quantidade(i)$, sendo n o número de produtos ou serviços da firma;

Despesas = custos de operação e manutenção (O&M), que inclui gastos com pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO);

Base de Ativos = valor dos investimentos realizados, sobre os quais a empresa pode auferir uma determinada remuneração, também chamada de base de remuneração, ou em inglês *rate base*;

Depreciação = amortização do capital, com base na vida útil média dos ativos;

r = remuneração do capital, representa o custo de oportunidade⁶ do capital próprio e de terceiros;

Impostos = tributos que incidem na receita ou na remuneração da empresa.

Com relação à remuneração do capital, aplica-se uma taxa de retorno fixa (taxa de remuneração garantida) sobre o valor dos investimentos realizados na atividade econômica regulada. Para se definir o valor dessa taxa, pode ser utilizado o método consagrado do Custo Médio Ponderado de Capital ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que consiste em calcular a média ponderada dos custos do capital próprio e de terceiros das empresas reguladas⁷.

O custo do capital está associado à rentabilidade mínima esperada pelo investidor na aplicação de recursos e um determinado negócio. Os três principais métodos utilizados para se estimar o custo de capital próprio são CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), APT (*Arbitrage Pricing Theory*) e DGM (*Dividend Growth Model*)⁸.

O método mais utilizado é o CAPM, que consiste em adicionar à taxa livre de risco do mercado os prêmios de risco associados ao negócio⁹. As premissas básicas desse modelo são: i) os ativos competem entre si pelos recursos dos investidores; ii) parte do risco de qualquer ativo pode ser eliminado com a diversificação dos investimentos (risco sistêmico); iii) o retorno de um ativo é diretamente proporcional ao risco que representa; e iv) existe um ativo livre de risco disponível a todos os investidores.

⁶ O custo de oportunidade é um conceito econômico relacionado à escassez dos recursos. O custo de oportunidade é o valor atribuído à melhor alternativa disponível no mercado que deixa de ser obtido quando se opta por alocar recursos em uma outra atividade econômica.

⁷ $r_{wacc} = r_p \times \frac{P}{P+D} + r_D \times \frac{D}{P+D} \times (1 - T)$, onde: r_p = custo do capital próprio; r_D = custo do capital de terceiros; P = valor do capital próprio; D = valor do capital de terceiros; e T = tributos incidentes sobre a remuneração do capital, no Brasil corresponde às alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre Lucro Líquido.

⁸ Para uma análise mais detalhada sobre o custo de capital de distribuidoras de energia elétrica no Brasil, ver Nota Técnica n. 262/2010-SRE/ANEEL, de 23 de agosto de 2010.

⁹ $r_p = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_n$, onde: r_f = taxa livre de risco; β = medida de risco do negócio; r_m = retorno esperado do mercado; r_n = outros prêmios de risco, como risco país, risco cambial etc.

É comum na aplicação da metodologia CAPM, partir da taxa livre de risco americana e adicionar os prêmios de risco exigidos para se investir em uma determinada atividade econômica, exercida em um país específico e submetida a um regime regulatório pré-estabelecido. O custo de capital de terceiros é calculado considerando as oportunidades de financiamento disponíveis para as empresas no mercado de crédito nacional e internacional.

Outro passo importante para a definição da remuneração das empresas é o cálculo da estrutura de capital, ou seja, da participação do capital próprio e do capital de terceiros no investimento total realizado pela empresa. O pressuposto básico é que as empresas buscam o nível ótimo de alavancagem ou endividamento (participação da dívida sobre o capital próprio), que minimiza o custo de financiamento do ativo, com base em dois principais fatores: o custo de capital de terceiros é menor que o custo de capital próprio; e elevados graus de alavancagem aumentam o risco de *default* (falência). O cálculo da estrutura de capital pode levar em consideração o próprio perfil de endividamento da empresa, ou estimar uma estrutura ótima de capital, calculada a partir de uma análise de *benchmarking* (análise comparativa) com empresas nacionais e estrangeiras, do mesmo ramo de atividade e submetidas ao mesmo regime regulatório.

O risco associado ao regime de remuneração garantida é bastante baixo, uma vez que a remuneração das firmas é pré-estabelecida e os custos são automaticamente ajustados quando ocorrem mudanças nas condições da economia. Esse modelo garante certa estabilidade regulatória (estabilidade das regras) e, conseqüentemente, conforto às empresas reguladas, o que pode fazer com que o custo de capital seja inferior ao de outros regimes regulatórios.

Entretanto, existem muitas desvantagens associadas ao regime de remuneração garantida. Como a remuneração das empresas resulta da multiplicação de uma taxa de retorno fixa sobre o total do capital investido, há um forte estímulo ao sobre investimento, o que se convencionou chamar de efeito Averch-Johnson¹⁰. Esse efeito é um típico problema de perigo moral, já que as empresas acabam investindo mais em tecnologias capital-intensivas, o que pode não ser desejável do ponto de vista do desenvolvimento social.

¹⁰ AVERCH e JOHNSON (1962)

Outro problema do regime de remuneração garantida é a dependência de informações contábeis das empresas, o que faz com que o método seja denominado de “invasivo”. Além disso, as empresas não são incentivadas a serem eficientes, uma vez que todos os custos operacionais são repassados às tarifas, por isso, também é classificado como de “baixo incentivo”. A ausência de mecanismos que incentivem à eficiência, aliada à dependência de informações das empresas, dá origem a outro problema típico de assimetria de informação, a seleção adversa, presente na definição dos valores dos custos operacionais e da Base de Remuneração Regulatória.

Com relação à utilização de dados contábeis para a definição dos custos operacionais, há a possibilidade das empresas ocultarem informações relativas a fatores causadoras de ineficiências, como: excesso de pessoal, salários superiores ao padrão de mercado e má administração. E na definição da Base de Remuneração Regulatória, duas questões devem ser consideradas: quais investimentos serão remunerados e como valorá-los. O regulador deve considerar apenas os investimentos que são essenciais para a prestação do serviço público, descartando aqueles relacionados às outras atividades exercidas pelas empresas.

Com relação à valoração dos ativos, sabe-se que o custo histórico (contábil), por não ser corrigido monetariamente, pode implicar em valores muito defasados, portanto, uma alternativa é utilizar o custo de reposição ou substituição dos ativos, que leva em consideração o valor de mercado de um ativo em uso, líquido da depreciação¹¹.

Outra importante questão é a definição das taxas de depreciação dos ativos. Geralmente, as taxas de depreciação são calculadas a partir da vida útil média dos ativos, mas isso pode fazer com que um ativo ainda em condições de uso não seja remunerado porque já foi totalmente depreciado.

2.4.2 Regulação por Incentivos

A regulação por incentivos visa o aumento da eficiência do produto ou do serviço regulado, em benefício das empresas e dos consumidores, objetivos estes negligenciados pelo regime de remuneração garantida ou custo do serviço. Vários mecanismos de regulação por incentivos foram desenvolvidos, em geral, com pelo

¹¹ Para uma análise detalhada das metodologias de valoração da Base de Remuneração, ver Nota Técnica n. 353/2007-SRE/ANEEL, de 12 de dezembro de 2007.

menos uma das seguintes características: redução da dependência de informações reais das empresas; emulação dos incentivos gerados no ambiente competitivo; capacidade de fazer com que as empresas revelem o real nível de eficiência; e capacidade de induzir o comportamento desejado pelo regulador. Dentre os diversos modelos de regulação por incentivos, destacam-se¹²:

- (i) Taxa de Retorno com Bandas: permite que a remuneração das firmas varie dentro de uma faixa pré-estabelecida pelo regulador, gerando incentivos à redução dos custos;
- (ii) Compartilhamento de Receitas ou Lucros: parte do ganho auferido pela empresa acima da meta fixada pelo regulador é compartilhada com os consumidores;
- (iii) Menu de Contratos: consiste em oferecer opções de mecanismos regulatórios ou metas de eficiência e qualidade às empresas reguladas, de tal forma que elas sejam incentivadas a revelar a informação correta sobre o seu tipo, ao escolherem pela opção mais compatível com o seu nível tecnológico e com sua capacidade de redução de custos¹³;
- (iv) Regulação por Comparação: emula o ambiente competitivo, na medida em que o desempenho de uma firma individual é comparado com o de outras empresas similares, nacionais e/ou estrangeiras, que atuam no mesmo setor (*benchmarking*), ou com uma empresa fictícia construída pelo regulador como padrão de eficiência a ser seguido pelo agente regulado (*yardstick*);
- (v) *Price Cap* e *Revenue Cap*: que consiste em fixar um preço ou uma receita máxima por um determinado período de tempo, no qual o agente regulado poderá se apropriar dos ganhos de produtividade auferidos acima das metas estabelecidas pelo regulador;
- (vi) Regulação por ameaça: onde não há uma intervenção ordinária do regulador no comportamento da firma, mas sim a ameaça de que essa intervenção poderá ocorrer a qualquer tempo, caso alguma distorção ou perda de bem-estar social seja identificada pelo regulador; e

¹² COUTINHO (2009).

¹³ O estado da arte dessa literatura está representado pelo trabalho de LAFFONT e TIROLE (1983).

(vii) Leilões: determinação de variáveis como preço, receita ou remuneração, por meio da realização de leilões competitivos, que dissipam os lucros de monopólio.

Dos modelos de regulação por incentivos apresentados acima, o regime de preço-teto ou receita máxima, a regulação por comparação e os leilões competitivos têm sido bastante utilizados pelas Agências Reguladoras de diversos países, inclusive pelo Brasil, pois há um forte incentivo ao aumento da eficiência. Na prática, é possível encontrar mecanismos de regulação que combinam princípios de diferentes modelos.

No Brasil, a energia elétrica é comercializada por meio de leilões públicos do tipo menor preço, que podem ser realizados em um ambiente regulado ou livre. As linhas de transmissão também são licitadas por meio de leilões públicos, mas do tipo menor receita, e ao longo do período de vigência do contrato, aplica-se o regime *revenue cap*, onde as receitas máximas resultantes dos leilões são atualizadas por meio de regras de reajuste e revisão previstas nos contratos de concessão. No setor de distribuição de energia elétrica vigora o regime *price cap*, podendo a receita da concessionária variar conforme comportamento do mercado, mas, assim como no setor de transmissão, as metodologias de revisão definidas pelo regulador a cada ciclo tarifário levam em consideração técnicas de regulação por comparação.

A seguir serão descritas de forma mais detalhada as características do *price cap* e da regulação por comparação, que interessam para a análise da regulação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

2.4.2.1 Price Cap ou Preço Máximo

O *price cap* é um modelo de regulação por incentivo desenvolvido por Michael Beesley, Colin Robinson e Stephen Littlechild, do Institute of Economic Affairs, da Inglaterra. Esse modelo vem sendo amplamente utilizado por diversos países, inclusive pelo Brasil. O modelo idealizado pelos autores consiste em três etapas: privatização sem regulação; regulação sem concorrência; e concorrência sem regulação¹⁴. Na fase intermediária, de regulação sem concorrência, na qual se encontra o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, as tarifas máximas são atualizadas

¹⁴ BEESLEY e LITTLECHILD (1989).

com base em regras de reajustes anuais e revisões periódicas definidas no contrato de concessão.

Nesse regime, há uma defasagem regulatória, que corresponde ao período entre as revisões tarifárias, onde as tarifas máximas permanecem fixas, não sendo revisitadas pelo regulador. Nesse período, ocorrem os reajustes tarifários anuais, onde as tarifas são atualizadas por um índice de inflação (*RPI – Retail Price Index*), que visa manter o poder de compra das tarifas, menos um Fator X, que tem como objetivo compartilhar com os consumidores parte dos ganhos de produtividade passíveis de serem auferidos pelas empresas nesse período. Eventualmente, é adicionado um termo Y, que representa choques específicos não considerados no índice de inflação. Assim, esse mecanismo é conhecido como: $RPI - X + Y$. Nas revisões tarifárias, que ocorrem em média a cada 4 anos, as tarifas são reposicionadas considerando a redução dos custos obtida pela concessionária no período tarifário anterior.

O Fator X representa a meta de produtividade a ser atingida pela concessionária no período entre as revisões tarifárias. Nesses períodos, todo ganho de produtividade acima da meta fixada pelo regulador é apropriado pela empresa. Dessa forma, há um forte incentivo à eficiência, o que faz com que o modelo seja classificado como de “alto incentivo”. A figura abaixo representa o funcionamento do *price cap*.

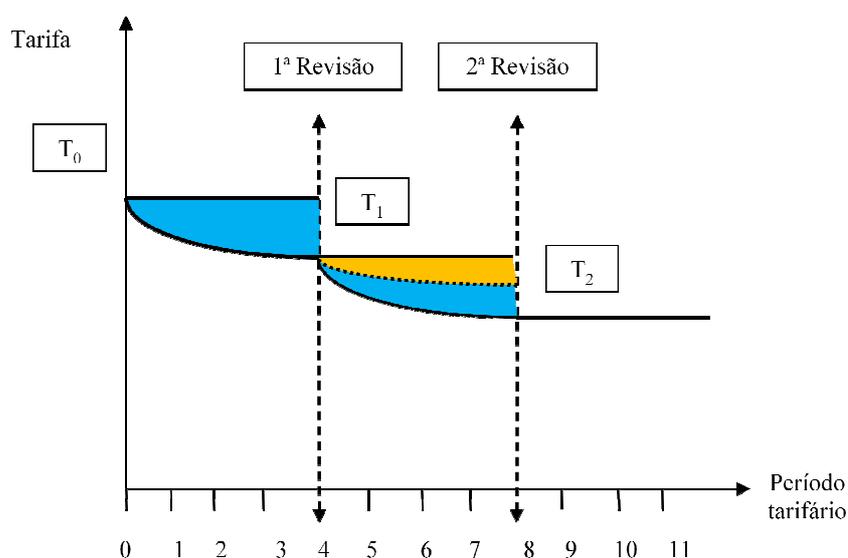


Figura 2.3: Price Cap

Na figura acima, a tarifa inicial T_0 garante o equilíbrio econômico e financeiro da empresa no momento da assinatura do contrato de concessão, ou seja, o lucro econômico é igual a zero, as revisões tarifárias periódicas são realizadas a cada quatro anos, e o Fator X do primeiro período tarifário é nulo. Para simplificar, supõe-se não haver variação de preços no período de vigência do contrato. No primeiro período tarifário, como o Fator X é nulo, todo ganho de produtividade poderá ser apropriado pela concessionária, o que significa que se a empresa for eficiente e conseguir reduzir custos, poderá aumentar sua remuneração ao longo desse período. O ganho de produtividade da concessionária está representado pela área azul do gráfico. Na primeira revisão tarifária, as tarifas são reposicionadas no nível T_1 , compartilhando com os consumidores os ganhos de produtividade aferidos pela concessionária no período anterior. Na revisão tarifária também são estimados os ganhos de produtividade para o próximo período tarifário. Esses ganhos são compartilhados com os consumidores nos reajustes tarifários subsequentes até a próxima revisão tarifária, mediante a aplicação de um redutor ao índice de preços que atualizada as tarifas, o Fator X. Os ganhos de produtividade estimados correspondem à área laranja e as novas tarifas máximas do próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada. Dessa forma, no segundo período tarifário, a concessionária é incentivada a ser mais eficiente que no período anterior, pois obterá ganho se a redução de custos realizada for maior do que a estimada pelo regulador.

Os ganhos de produtividade representam a evolução da relação entre receitas e despesas das empresas, que, por sua vez, depende de uma série de fatores, como: tecnologia, escala da produção, gestão do negócio, relação de preços entre insumos e produtos, variáveis ambientais¹⁵, dentre outros. Dessa forma, o objetivo do Fator X é estimar os potenciais ganhos de produtividade das empresas num determinado período, considerando a influência de todos esses fatores, o que não parece ser uma tarefa muito trivial.

No *price cap* não há garantia de receita mínima, o risco das variações do mercado corre por conta e risco das empresas, são fixadas tarifas máximas e a receita

¹⁵ Características próprias do mercado onde a empresa atua, como condições sócio-econômicas, geografia, clima etc.

varia conforme comportamento do mercado. Os únicos fatores de controle do regulador são as tarifas máximas e os padrões de qualidade exigidos dos agentes regulados.

No segmento de distribuição de energia elétrica, devido aos elevados custos fixos e à tecnologia da produção, o crescimento do mercado possui um papel importante nos ganhos de produtividade, pois enquanto a receita acompanha o crescimento do mercado, os custos tendem a crescer menos que proporcionalmente o aumento do mercado¹⁶.

Entretanto, para que o modelo gere os incentivos corretos, é preciso que as tarifas sejam definidas por metodologias que também incentivem a eficiência, pois não pode haver uma relação biunívoca entre receitas e despesas das empresas, como há no custo do serviço. Se o cálculo das tarifas é feito unicamente com base nos custos reais das empresas, estas têm fortes incentivos a aumentarem seus gastos no ano imediatamente anterior ao da revisão tarifária. Portanto, além da defasagem entre as revisões tarifárias e da aplicação do Fator X nos reajustes, o regulador também deve utilizar mecanismos de incentivo na fase de definição das tarifas máximas. Por outro lado, persistem os problemas da assimetria da informação.

Dessa forma, foram desenvolvidos vários mecanismos de aplicação da regulação por incentivos, que podem olhar para o futuro (*looking forward*), estimando os ganhos de produtividade para o próximo período tarifário, ou para o passado (*looking backward*), por meio da verificação dos ganhos de produtividade auferidos no período anterior. Para LAFFONT e TIROLE (1983) o esquema de incentivos ótimo deve envolver os dois conceitos, pois o estabelecimento das tarifas considerando apenas os custos passados pode penalizar as empresas que investiram no aumento da produtividade.

Um dos principais mecanismos utilizados no *price cap* para a definição das tarifas máximas e dos ganhos de produtividade é a regulação por comparação, que será descrita a seguir.

¹⁶ É o que define uma tecnologia com rendimentos crescentes de escala, ou custos decrescentes de escala, que significa que o custo marginal decresce com o aumento da escala da produção. Característica comum de muitos monopólios naturais.

2.4.3 Regulação por Comparação

Os principais mecanismos de aplicação da regulação por comparação são: *yardstick competition* e *benchmarking*. O *yardstick competition* é um esquema de regulação por incentivos desenvolvido por SHLEIFER (1985), também chamado de “regulação por comparação” ou “competição por padrões”. O modelo induz a competição virtual entre monopólios naturais que atuam em um mesmo setor, reduzindo os problemas relacionados à assimetria de informação e incentivando a eficiência. Por meio desse esquema, o regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho de firmas similares com base na média dos custos incorridos, de tal forma que a remuneração de uma firma dependa do seu desempenho em relação às outras. As hipóteses básicas do modelo são: ausência de colusão entre as firmas e estruturas de custos semelhantes.

O método mais utilizado de regulação por comparação é a estimação de funções de custos por meio de métodos econométricos, como, por exemplo, os Mínimos Quadrados Ordinários – MQO. Dessa forma, o nível de eficiência de uma firma é dado pela comparação entre os seus custos reais e os custos estimados. Assim, as empresas têm fortes incentivos a reduzirem seus custos abaixo da média, e se todas as empresas agirem dessa maneira, o custo médio do setor acabará sendo reduzido.

O mecanismo conhecido como Empresa de Referência também é um esquema de regulação por padrão de comparação, só que, nesse caso, os padrões são construídos por parâmetros externos e as firmas competem com uma empresa fictícia. Esse esquema é apropriado quando as empresas que atuam no setor não possuem estruturas de custos que possam ser comparadas¹⁷.

As técnicas de *benchmarking* visam identificar ou estimar a fronteira de eficiência de uma indústria ou conjunto de empresas. Assim como no *yardstick competition*, o objetivo é simular a competição entre as empresas, por meio de um esquema de incentivos de punição e premiação. As fronteiras de eficiência podem ser calculadas por meio de métodos paramétricos, *Corrected Ordinary Least Square – COLS* e *Stochastic Frontier Analysis – SFA*, e não paramétricos, *Data Envelopment*

¹⁷ No modelo da Empresa de Referência utilizado pela ANEEL no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras de energia elétrica, parte dos custos operacionais são definidos a partir de valores médios do setor (Nota Técnica n.º 343/2008-SRE/ANEEL, de 11 de novembro de 2008).

Analysis – DEA. Os dois primeiros são baseados em procedimentos estatísticos e o terceiro utiliza programação matemática.

As fronteiras de eficiência, calculadas pelos métodos descritos acima, supõem uma função envelope que representa a máxima produção ou o mínimo custo possível. As empresas que se encontram sobre a fronteira são consideradas eficientes e as que se encontram abaixo são ditas ineficientes. A partir da construção de *scores* de eficiência, são desenvolvidos mecanismos de regulação que internalizam o resultado da avaliação da eficiência relativa no cálculo das tarifas, de tal forma que as unidades eficientes são premiadas e as ineficientes são punidas.

O método de avaliação de desempenho por meio da estimação de custos médios (OLS – Ordinary Least Square) é mais utilizado quando os custos das firmas são relativamente similares. Já os outros métodos de cálculo de fronteiras (DEA, COLS e SFA) são indicados em estágios iniciais de regulação, quando o objetivo é reduzir as grandes diferenças de desempenho entre as empresas (JAMASB e POLLIT, 2000).

2.5 TEORIA POLÍTICA POSITIVA DA REGULAÇÃO

Se do ponto de vista da Teoria Normativa, a regulação econômica é necessária para maximizar o bem-estar social na presença de falhas de mercado, sob a ótica da Teoria Política Positiva, a efetividade da regulação depende da capacidade dos diferentes grupos de interesse de interferir no processo regulatório. Dessa forma, é preciso considerar as razões que levam a adoção de distintos desenhos regulatórios e a diferentes performances.

Segundo essa última teoria, o desenho regulatório de um país depende diretamente da sua dotação institucional, compostas pelas organizações políticas, sociais e econômicas e pelas “regras do jogo”, tais como: regras para a indicação dos políticos e dirigentes nos poderes legislativo, executivo e judiciário; separação e independência entre os poderes; regras para a implementação de políticas públicas e estabelecimento de leis e regulamentos; outras restrições informações que tacitamente restrinjam o comportamento dos indivíduos, como interesses sociais, ideologia, costumes etc; e a própria capacidade administrativa do país de implementar as políticas públicas.

A Teoria Política Positiva é um ramo da Teoria da Regulação mais geral, que aplica princípios e instrumentos da ciência política à regulação econômica. MUELLER (2001) explica as diferenças básicas entre essa teoria e as demais abordagens. O autor compara primeiramente a teoria positiva com as literaturas política, antropológica, psicológica e sociológica, destacando a ausência de uma abordagem teórica unificada dessas, que utilizam métodos pouco testáveis e generalizáveis. Mas a diferença fundamental entre essas abordagens mais gerais e a teoria política positiva é que naquelas não residem os pressupostos básicos da teoria econômica neoclássica, de que os agentes são racionais e maximizadores de utilidade, o que levaria a economia sempre ao equilíbrio. Agora com relação à teoria normativa da regulação, também há uma tentativa de tornar os modelos econômicos mais realistas, introduzindo novas variáveis à teoria neoclássica, como falhas de mercado (externalidades, incerteza, assimetria de informação e monopólios naturais), além de outras, como risco de comportamentos oportunistas, custos de transação e dificuldade de se estabelecer compromissos críveis. Mas a diferença crucial é a ênfase dada pela teoria positiva ao papel das instituições no desempenho da regulação.

Dessa forma, as duas abordagens, normativa e positiva, não são excludentes, mas possuem objetos de análise diferentes. Enquanto a teoria normativa procura definir os melhores mecanismos de regulação que levam à maximização do bem-estar social na presença de falhas de mercado, a teoria positiva pretende explicar porque a regulação econômica assume determinados formatos e porque os resultados observados na prática diferem daqueles idealizados pela teoria normativa, e faz isso analisando o papel das instituições no processo decisório dos agentes envolvidos na regulação, que geralmente são os poderes legislativo, executivo e judiciário, e os prestadores e usuários dos serviços.

Os modelos desenhados pela teoria normativa dificilmente são aplicáveis na prática, vez que requerem simplificações e adaptações à realidade de cada país, setor ou empresa regulada. Dessa forma, os resultados observados divergem daqueles idealizados pelo modelo teórico. Para DIXIT (1996), a teoria normativa enxerga o processo regulatório como um problema eminentemente técnico, pois se preocupa apenas em definir o melhor modelo regulatório para uma determinada falha de mercado, sem considerar que na solução dos problemas regulatórios, os agentes buscam atender

seus próprios interesses. O autor defende que a teoria normativa, ao introduzir falhas de mercado e problemas de assimetria de informação aos modelos econômicos neoclássicos, conseguiu relaxar as hipóteses de onipotência e onisciência do suposto ditador que maximizaria a função de bem-estar social, mas continua pressupondo a benevolência desse ditador, na medida em que negligencia o papel dos aspectos políticos envolvidos na implementação dos modelos regulatórios.

O arcabouço teórico da teoria política positiva da regulação é a Nova Economia Institucional. Um marco nessa área é o trabalho de LEVY e SPILLER (1994). Esses autores, analisando o processo regulatório do setor de telecomunicações em vários países, mostraram que o sucesso de um regime regulatório, ou seja, sua capacidade de atrair investimentos e incentivar a eficiência no setor, não depende apenas do melhor modelo adotado (custo do serviço, *price cap*, *yardstick* ou *benchmarking*), mas da combinação destes com as instituições políticas, econômicas e sociais do país. Os autores também defendem que não existe um melhor regime regulatório para uma determinada dotação institucional, vários resultados satisfatórios podem ser atingidos sob uma variedade de arranjos, desde que existam mecanismos complementares que garantam governança, credibilidade e efetividade ao modelo regulatório.

Dessa forma, dois componentes seriam determinantes para o desempenho da regulação: os mecanismos de incentivos regulatórios e a governança regulatória. Os incentivos regulatórios estão associados às regras de formação de preços e a governança regulatória está relacionada aos mecanismos disponíveis para a restrição da discricionariedade do regulador e a solução de conflitos. Geralmente, é dada muita atenção aos mecanismos de incentivo e pouco à governança regulatória. Os autores procuram mostrar que a ênfase nos mecanismos de incentivo é inadequada, dado que a efetividade destes depende dos mecanismos de governança regulatória. Tanto a estrutura de incentivos quanto os mecanismos de governança são variáveis de escolha dos governantes, que, por sua vez, dependem da dotação institucional do país.

MATTOS e MUELLER (2006) utilizam esse mesmo arcabouço teórico para analisar a proposta de reformulação da regulação no setor de telecomunicações do Brasil. O trabalho analisa a compatibilidade entre as propostas e as preferências do governo. Os autores utilizam a figura abaixo para descrever o papel das instituições na performance da economia.



Fonte: MATTOS E MUELLER (2006), pág. 3.

Figura 2.4: O Papel das Instituições na Performance Econômica

No modelo de LEVY e SPILLER (1994) os fatores determinantes das instituições e a dotação institucional do país são considerados exógenos, e os mecanismos de governança e os instrumentos regulatórios são variáveis de escolha dos formuladores de políticas públicas, sendo o fator primordial nesse processo, o risco regulatório, o custo de credibilidade e a dificuldade de se estabelecer compromissos críveis (*credible commitment*).

Conforme visto anteriormente, os setores de infra-estrutura da economia, como a distribuição de energia elétrica, requerem investimentos iniciais elevados, específicos (enterrados/afundados) e de longa maturação, cujo retorno acontece apenas no longo prazo. Essas características dificultam a entrada e a saída de investidores no curto prazo, aumentando as incertezas. Por outro lado, os serviços públicos possuem forte apelo político, pois as tarifas compõem os indicadores de inflação da economia e

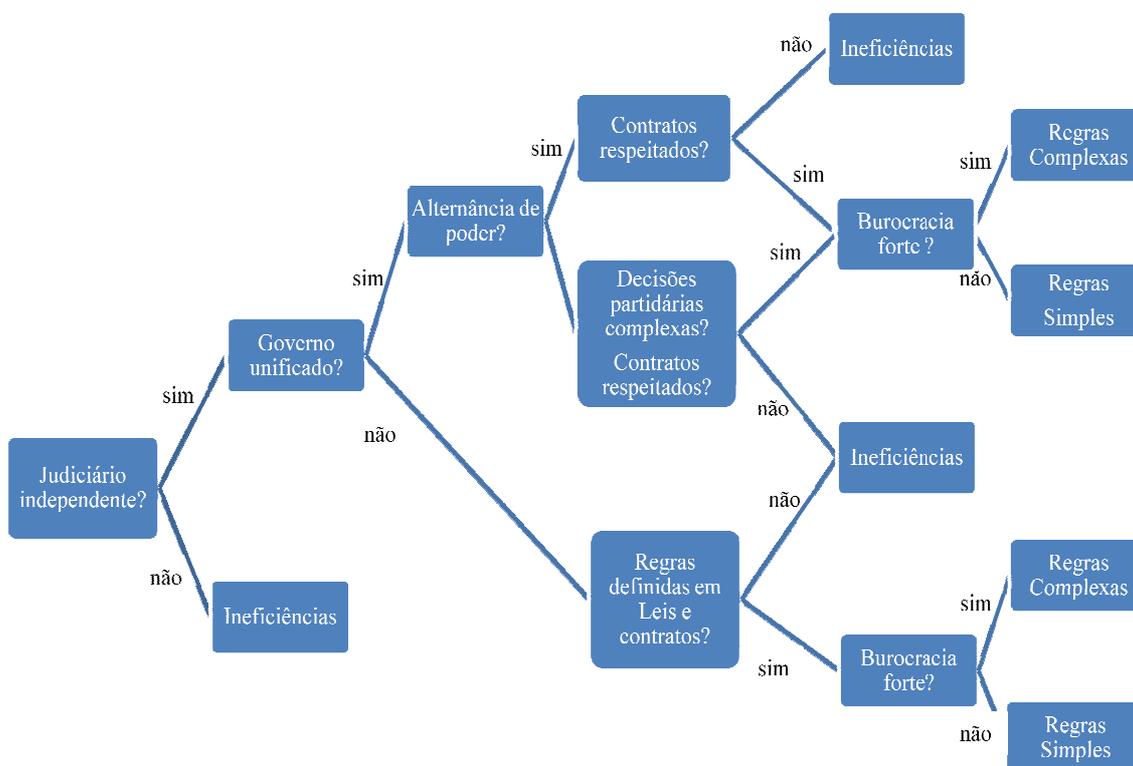
são pagas por consumidores que também formam a população de eleitores do país. Para LEVY e SPILLER (1994), a conjunção de fatores tecnológicos e políticos faz com os serviços públicos sejam particularmente vulneráveis às expropriações pela administração pública, que pode se dar, por exemplo, por meio da quebra de contratos, de mudanças repentinas de regras, ou do uso do poder discricionário para fixar as tarifas em níveis inferiores aos custos médios de longo prazo, isso por motivações puramente políticas, oportunistas e imediatistas, como a necessidade de conter a inflação e de se obter aprovação em processos eleitorais. Os autores destacam que setores com pequeno apelo político e/ou baixos investimentos irrecuperáveis dificilmente serão alvo de expropriações políticas, uma vez que os investidores poderão retirar rapidamente seus recursos da atividade regulada para a alocação em uma atividade não regulada.

Com isso, na medida em que se opta pela privatização de serviços públicos com essas características, é de se esperar que mecanismos institucionais protejam o capital privado das intervenções arbitrárias e oportunistas do governo, de forma a dar credibilidade ao processo e conquistar a confiança dos investidores, uma vez que a atração de investimentos para o setor é o fator primordial para o sucesso das privatizações. Além disso, deve-se buscar o equilíbrio entre o compromisso de um determinado regime regulatório e a flexibilidade para adequá-lo aos choques externos.

Esses mecanismos podem estabelecer restrições formais e/ou informais ao poder arbitrário da administração pública e à alteração de regimes regulatórios. As instituições são importantes porque são elas que estabelecem tais restrições, definindo as “regras do jogo”. Dentre os fatores que contribuem para o estabelecimento de compromissos críveis, destacam-se: judiciário independente; governos unificados; regras definidas em Leis ou contratos; e burocracia eficiente, que seja capacitada para implementar os instrumentos regulatórios. Dependendo da dotação institucional do país, as regras regulatórias serão mais ou menos eficientes. Por exemplo, em países cuja burocracia é fraca, dificilmente serão implementados modelos regulatórios complexos e flexíveis, que requerem substancial discricionariedade da administração, e em países onde há alternância de poder e o executivo controla o legislativo, as regras regulatórias precisam estar definidas em contratos, ao invés de Leis, e em qualquer um dos casos, é preciso haver um judiciário independente para garantir o cumprimento das regras.

A figura abaixo mostra o modelo de árvore de decisão desenvolvido por LEVY e SPILLER (1994) para analisar a influência da dotação institucional de um país

na escolha do desenho regulatório. O aspecto principal analisado pelos autores é a capacidade dos mecanismos institucionais de estabelecer compromissos críveis, restringindo o poder arbitrário da administração. O modelo identifica três categorias complementares de restrições que deverão ser garantidas pelos mecanismos institucionais: restrições ao poder discricionário do regulador; restrições à mudança de regimes regulatórios; e restrições à mudança do sistema regulatório. O estudo sugere que a primeira condição a ser avaliada é a existência ou não de um judiciário independente, cujas decisões sejam pautadas pela imparcialidade. Em seguida, é preciso avaliar se o país é capaz de garantir credibilidade mediante suas instituições políticas, com o estabelecimento de regras em Leis, ou se é preciso conceder licenças, com a celebração de contratos com as empresas privadas. O terceiro aspecto analisado é a necessidade de estabelecer regras simples ou complexas. Por último, a quarta distinção é entre países com elevada capacidade administrativa e outros com uma burocracia ineficiente.



Fonte: LEVY E SPILLER (1994), pag.8

Figura 2.5: Árvore de Decisão para o Desenho Regulatório

2.6 AS AGÊNCIAS REGULADORAS

Com os instrumentos da teoria política positiva, já é possível responder as outras duas perguntas associadas à regulação econômica: “Por que delegar a regulação?” e “Por que monitorar o regulador?”

A delegação da regulação a um órgão independente da política é uma das possíveis formas de dar credibilidade ao processo regulatório, protegendo os investidores das expropriações administrativas e assegurando a estabilidade das regras. A vantagem da criação de agências em relação à intervenção direta do Estado sobre o mercado regulado reside não apenas na independência desta com relação às questões políticas, mas também na sua especialização técnica e agilidade gerencial. O modelo de agências reguladoras autônomas permite trabalhar com uma burocracia menos engessada e mais capacitada, cujas decisões devem primar pela especialização técnica, independentemente de preferências políticas.

Basicamente, a função das agências reguladoras é implementar as políticas públicas definidas pelo legislativo e/ou executivo, e, para isso, lhe são delegadas uma série de competências e atribuições, cujo pressuposto básico é a atuação sempre visando o interesse público. Entretanto, é preciso considerar que na relação entre os formuladores de políticas públicas (executivo/legislativo) e o regulador também reside o problema do principal-agente, cuja assimetria de informação pode fazer com que os resultados observados não coincidam com os resultados esperados (*moral hazard*). Os reguladores possuem interesses próprios, não necessariamente coincidentes com os objetivos do legislativo/executivo, e os resultados observados com a regulação não são diretamente relacionados com o esforço depreendido pelo regulador e os custos de monitoramento desse esforço são bastante elevados. Alguns autores defendem que o legislativo/executivo age por motivações políticas e os reguladores visam a maximização de influência e a empregabilidade no setor regulado. Dessa forma, também é racional supor que o legislativo/executivo escolhe um modelo de agências que não permita que as decisões tomadas por estas se afastem muito dos seus objetivos.

O desenho das agências reguladoras envolve decisões acerca das seguintes questões: escolha dos dirigentes e condições dos seus mandatos; orçamento; prestação de contas; funcionamento interno, como níveis hierárquicos e procedimentos para a tomada de decisão; participação de agentes externos nos procedimentos das agências e

possibilidade de revisão das suas decisões; etc. Na escolha desse desenho ótimo é preciso levar em consideração que existe um *trade-off* entre controle e credibilidade, de tal forma que quanto maior o controle sobre as decisões das agências menor a agilidade gerencial destas e menor a credibilidade da regulação, uma vez que estará sujeita a ingerências políticas, o que pode gerar instabilidade das regras. Por outro lado, conceder flexibilidade e elevado poder discricionário ao regulador pode levar a resultados indesejados, como a captura do regulador pelos agentes regulados ou pelo próprio governo.

A Teoria da Captura está fundamentada basicamente nos trabalhos de STIGLER (1971) e PELTZMAN (1976). Para esses autores, toda política gera redistribuição de renda na sociedade, inclusive a regulação, imputando custos a determinados grupos e benefícios a outros, e como os agentes são racionais e maximizadores de utilidade, buscarão influenciar o processo regulatório em benefício próprio. Dessa forma, os grupos que forem mais afetados pela regulação e tiverem as melhores condições de se organizarem para defender seus interesses provavelmente serão beneficiados por ela.

Desse ponto de vista, uma das razões para a criação de agências reguladoras também é a transferência de culpa dos formuladores de políticas públicas para o regulador, uma vez que a regulação implicará necessariamente descontento de algum grupo de interesse da sociedade. Nos serviços públicos, após estabelecido o desenho da regulação, ou seja, a governança e os instrumentos regulatórios, é comum observar os governos se esquivando da responsabilidade pelos aumentos tarifários, atribuindo toda responsabilidade ao regulador.

Voltando à captura, esta pode ser proveniente dos agentes regulados, do governo ou dos próprios consumidores. Mas existem mecanismos que permitem mitigar o risco de captura, dando maior transparência aos processos decisórios das agências e permitindo ampla participação da sociedade nesses processos, como é o caso das Consultas, Audiências e Reuniões Públicas.

Para LEVY e SPILLER (1994), o ideal é que existam mecanismos de *checks and balances*, que garantam o insulamento dos reguladores em relação às pressões políticas do governo e ao poder econômico das empresas reguladas, mas sem

eliminar a flexibilidade do regulador, tão necessária para o estabelecimento de instrumentos regulatórios eficientes.

Considerando os princípios da teoria política positiva, da teoria da captura e da literatura sobre a relação principal-agente, MUELLER (2001) apresenta o problema da regulação sob ponto de vista da demanda e da oferta. Pelo lado da demanda, as firmas demandariam regulação para defender seus interesses próprios, que é o lucro de monopólio, e os legisladores demandariam regulação para conseguir aprovação política. Com isso, o desenho das agências reguladoras dependeria da capacidade dos diferentes grupos de interesse de influenciar o legislador, que é quem cria as agências, exercendo pressão política e econômica sobre essas instituições. E sob o ponto de vista da oferta, haveria necessidade de delegar a regulação a um órgão independente de Estado, de forma a dar credibilidade ao processo, mas por outro lado também haveria necessidade de controlar o regulador, na medida em que a assimetria de informação pode levar a resultados indesejados.

CORREA, MELO, MUELLER e PEREIRA (2006) construíram um índice de governança regulatória para a regulação nos setores de infra-estrutura do Brasil, que leva em consideração os seguintes aspectos:

(i) **Autonomia:** as decisões do regulador devem ser imunes às interferências políticas de curto prazo e à pressão econômica dos agentes regulados. Para isso, é preciso que: (a) os dirigentes sejam indicados por requisitos técnicos e os mandatos sejam fixos e não coincidentes com o poder executivo; (b) as decisões do regulador sejam tomadas por meio de instrumentos legais e transparentes, e em última instância na esfera administrativa; (c) os recursos às decisões do regulador sejam direcionados ao judiciário, sem interferência do executivo ou do legislativo; e (d) autonomia financeira, ou seja, o orçamento do regulador não pode estar sujeito a contingenciamentos pelo executivo ou legislativo.

(ii) **Acesso às informações:** a informação é um recurso essencial para o processo regulatório. O problema da assimetria de informação pode induzir a comportamentos indesejados tanto por parte dos agentes regulados, quanto pelo regulador, por isso, é preciso garantir: (a) o acesso às informações de qualidade; (b) mecanismos legais de acesso às informações; (c) orçamento

para coletar e processar as informações; (d) pessoal qualificado para tratar as informações; e (e) ferramentas regulatórias adequadas para traduzir essas informações em tarifas justas.

(iii) **Processo Decisório:** procedimentos administrativos internos que garantam a transparência das decisões e o cumprimento das regras, assegurando a legalidade e estabilidade das decisões, e reduzindo o risco regulatório, protegendo os investidores do abuso do poder discricionário do regulador.

(iv) *Accountability:* termo que designa a responsabilidade do regulador em agir sempre conforme a Lei, em favor do interesse público, e de forma eficiente, o que requer transparência e controle. O monitoramento das ações do regulador pode ser feito por organismos de controle externo, contratos de gestão, e a exigência da publicação de relatórios periódicos com as ações desenvolvidas pelo regulador. Já a transparência é garantida por meio de procedimentos que garantam a ampla defesa dos envolvidos no processo, como a publicação antecipada das datas das reuniões da diretoria e os processos que serão deliberados.

2.7 CONCLUSÃO

O tema regulação de serviços públicos é bastante rico e complexo, a sua compreensão envolve aspectos legais, econômicos e políticos. A literatura desenvolvida nessa área abrange uma variedade de teorias e modelos que procuram explicar e solucionar os problemas decorrentes do processo regulatório.

Vimos brevemente os princípios do regime jurídico no qual a regulação econômica está inserida e, de forma mais detalhada, as duas principais abordagens da teoria da regulação econômica, a normativa e a positiva. A primeira busca desenhar o melhor modelo regulatório para a definição dos preços em mercados onde existe uma determinada falha de mercado, como os monopólios naturais, de forma a maximizar o bem-estar social, e a segunda pretende entender porque a regulação apresenta diferentes formatos e resultados daqueles idealizados pela teoria normativa, mostrando que a tomada de decisão dos agentes envolvidos no processo regulatório depende diretamente da dotação institucional de cada país.

Por todo o exposto, a conclusão imediata é de que a economia e política são indissociáveis, portanto, qualquer regime regulatório só pode ser analisado dentro de um contexto maior, que leve em consideração o papel das instituições na performance da regulação. Todas essas questões serão consideradas na análise do evento regulatório que culminou com a alteração da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

3 A REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

3.1 INTRODUÇÃO

Na linha do que defende a teoria política positiva da regulação, para entender a formação das tarifas de energia elétrica no Brasil, é preciso primeiro conhecer as instituições e os agentes econômicos que participam do processo, bem como as regras que ditam as transações entre estes. Para tanto, este capítulo apresenta os marcos legais e regulatórios que determinaram a configuração atual do setor elétrico brasileiro, descrevendo as principais transformações ocorridas nas últimas duas décadas.

O capítulo está estruturado em três seções, que abordam, respectivamente, os seguintes temas: o processo de privatização das empresas prestadoras de serviços públicos; os aspectos legais do regime regulatório adotado às concessões de serviços públicos; e a configuração do setor de energia elétrica.

3.2 AS PRIVATIZAÇÕES

As reformas do Estado brasileiro iniciadas na década de noventa seguiram a tendência mundial de mudança de paradigma com relação ao papel do Estado na economia, cujos diagnósticos eram: esgotamento da capacidade de investimento do Estado; desequilíbrio das contas públicas; fraco desempenho de empresas estatais; e burocracia ineficiente.

Segundo o Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado Brasileiro, de 1995:

O Estado deixa de ser o responsável direto pelo desenvolvimento econômico e social do país pela via da produção de bens e serviços, passando a desempenhar a função de promotor e regulador desse desenvolvimento, com vistas a aumentar sua autonomia financeira e a capacidade de implementar políticas públicas.

Nos setores de infra-estrutura, como os de energia elétrica, telecomunicações, transporte e saneamento, a principal medida adotada foi a privatização de empresas prestadoras de serviços públicos, que seguiram o Programa

Nacional de Desestatização – PND¹⁸. Nos setores onde a competição era viável, como o de comercialização de gás, os monopólios existentes foram quebrados e os mercados abertos para novos investidores privados, naqueles segmentos caracterizados como monopólios naturais, como o de distribuição de energia elétrica, optou-se pela regulação econômica¹⁹.

No setor de energia elétrica o principal fator motivador das reformas foi a necessidade de atração de capital privado, pois os investimentos públicos, que haviam atingido o seu ápice entre as décadas de 50 e 80, estavam esgotados. Este diagnóstico pôde ser confirmado posteriormente, sendo apontado com um dos fatores responsáveis pelo racionamento de energia verificado no ano de 2001²⁰.

Sabe-se que as empresas da indústria de energia elétrica operam em rede, com processos produtivos dependentes de uma cadeia de ativos e serviços que se complementam, podendo funcionar de forma verticalizada ou desverticalizada²¹. Até

¹⁸ Criado pela Lei n. 8.031, de 13 de abril de 1990, posteriormente revogada pela Lei n. 9.491, de 09 de setembro de 1997, com os seguintes objetivos: I - reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público; II - contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público; III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada; IV - contribuir para modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia; V - permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais; e VI - contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrem o Programa.

¹⁹ Entre os anos de 1996 e 2001, foram criadas oito agências reguladoras em nível federal, quais sejam: Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, Anatel – Agência Nacional de Telecomunicações, ANP - Agência Nacional do Petróleo, Anvisa – Agência Nacional de Vigilância Sanitária, ANS – Agência Nacional de Saúde Suplementar, ANA – Agência Nacional de Águas, ANTT – Agência Nacional de Transportes Terrestres e Antaq – Agência Nacional de Transportes Aquaviários.

²⁰ Nesse período, foi criado o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, pela Medida Provisória n. 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e adotadas medidas especiais de tarifação, com o objetivo de equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica e evitar interrupções abruptas no seu fornecimento. Posteriormente, também foi criada a Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, pela Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, para ressarcir geradores e distribuidoras de energia pelas perdas resultantes do racionamento, que chegaram a um total de R\$8 bilhões. A RTE resultou em aumentos de até 7,9% nas tarifas de fornecimento de energia pagas pelos consumidores finais, por um período que poderia chegar a 72 meses.

²¹ Segundo ARAÚJO JR (2005), a configuração de cada indústria de rede, ou seja, o número e o tamanho das firmas dependem de quatro fatores básicos: tecnologia, com potenciais ganhos de escala e de escopo; dimensão do mercado; estratégias de competição e o estado da regulação. Para o autor, o desafio das

chegar ao consumidor final, a energia elétrica passa pelos processos de geração, transmissão e distribuição, podendo ainda ser adicionado mais uma etapa, a de comercialização da energia. No Brasil, até o ano de 2004, quando foi instituída legalmente a segregação da atividade de distribuição, existiam empresas que atuavam em apenas um segmento da cadeia produtiva e empresas totalmente verticalizadas.

PINHEIRO (2005), analisando as reformas nos setores de infra-estrutura da economia brasileira, destaca a complexidade das privatizações no setor de energia elétrica em comparação ao de telecomunicações, por duas principais razões: a composição do capital público, com o governo federal controlando as empresas de geração e transmissão, e os governos estaduais controlando a maioria das empresas de distribuição; e o elevado nível de alavancagem das empresas, que, a partir da década de 70, contraíram muitos empréstimos estrangeiros para cobrir a queda do valor real das tarifas e para compensar a constante utilização de seus resultados econômicos e financeiros para cobrir déficits fiscais do governo, principalmente dos governos estaduais. Segundo o autor, a péssima saúde financeira das empresas estatais acabou levando à inadimplência generalizada das distribuidoras para com as geradoras, contribuindo para redução do nível de investimentos no setor. Assim, como seria difícil atrair investidores para o segmento de geração, que dependia de vendas para empresas inadimplentes, as privatizações no setor elétrico priorizaram a atividade de distribuição.

Outra razão para a privatização das distribuidoras era a própria ineficiência dessas empresas, causada por forte interferência política, engessamento administrativo e financeiro, regime de remuneração garantida (ou custo do serviço), subsídios cruzados e equalização tarifária. Além disso, havia mecanismos de compensação intra-setorial²², que garantiam a equalização das tarifas de energia elétrica em todo o território nacional, e subsídios cruzados entre diferentes categorias de consumidores, que causavam distorções distributivas importantes.

políticas públicas nesses setores é garantir uma configuração eficiente da indústria, a partir do uso racional dos recursos da sociedade.

²² A Conta de Resultados a Compensar - CRC e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR, extintos pela Lei n. 8.631, de 04 de março de 1993.

As primeiras empresas a serem privatizadas foram a Escelsa, em 1995, responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e em parte do interior do Estado do Espírito Santo, e a Light, em 1996, que atende a cidade do Rio de Janeiro – RJ. Até o ano de 2002, foram assinados 62 contratos de concessão de distribuição, destes apenas 15 são de empresas estatais²³.

As empresas dos segmentos de geração e transmissão não foram o foco das privatizações e muitas permanecem verticalizadas até hoje²⁴. Nesses mercados, optou-se pela abertura à iniciativa privada, com realização de licitações por usina e por trecho de linha de transmissão. São realizadas leilões públicos, cuja função é atrair novos investimentos para o setor e garantir preços competitivos, mesmo em segmentos caracterizados como monopólios naturais, como é o caso da transmissão de energia elétrica.

Várias são as críticas feitas ao processo de reformas do setor elétrico brasileiro, principalmente no que se refere à sua incapacidade de promover uma rápida expansão dos investimentos, que era o principal motivador das reformas²⁵. Muito desse atraso na retomada dos investimentos deveu-se à falta de um marco institucional regulamentar forte e independente, e à incipiente competição no setor. As primeiras empresas distribuidoras de energia elétrica foram privatizadas mesmo antes da criação da Agência Reguladora, em 1997, e o modelo inicialmente desenhado para introduzir a competição na geração e na transmissão de energia foi prejudicado pelo domínio das grandes empresas estatais (FURNAS, ELETRONORTE, CHESF, ELETROSUL, CEMIG e COPEL), que atuam de forma verticalizada nesses dois segmentos.

Inicialmente, a regulação permaneceu sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, órgão controlado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, cujos funcionários eram, em sua maioria,

²³ Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estão disponíveis em www.aneel.gov.br. Existem mais duas empresas estatais que não assinaram Contrato de Concessão (CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá e CEAM - Companhia Energética do Amazonas, incorporada em 2009 pela Amazonas Distribuidora de Energia – ADESA, empresa sucessora da Manaus Energia S/A).

²⁴ Poucas geradoras foram privatizadas, a Gerasul – Centrais Geradoras do Sul do Brasil, a CDSA – Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada, a Paranapanema e a Tietê.

²⁵ Como mencionado anteriormente, esse atraso nos investimentos teria causado o racionamento de energia ocorrido no ano de 2001.

cedidos pelas empresas estatais. Quando o DNAEE foi extinto e substituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, muitos dos seus funcionários foram reconduzidos para a agência reguladora, que ainda não possuía um quadro próprio de funcionários. Dessa forma, na primeira década de atuação da ANEEL, podem ter permanecido resquícios de captura pelo mercado e interferência do governo.

Apenas a partir de 2004, com a formação de um quadro próprio de funcionários da ANEEL, especializado em regulação econômica, e com a reestruturação do setor, dada pela Lei n. 10.848, de 16 de março de 2004, que os investimentos puderam ser de fato impulsionados. Entretanto, conforme ressaltado por PINHEIRO (2005), o fato de o Estado ainda ser proprietário de grandes empresas nos segmentos de geração e transmissão, atuando ao mesmo tempo como Poder Concedente e concessionário, continua prejudicando a competição no setor.

3.3 O REGIME REGULATÓRIO

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 é o marco inicial para as reformas verificadas no setor de energia elétrica e nos demais setores de infraestrutura da economia, pois marca a passagem do Estado Provedor para o Estado Regulador, onde, seguindo uma tendência mundial, o Estado deixa de ser o principal agente provedor do crescimento e desenvolvimento do país e passa a atuar mais como incentivador e disciplinador da economia. Nesse novo ordenamento jurídico, o constituinte opta por um sistema econômico capitalista, pautado pela livre iniciativa, a cargo de particulares, onde o Estado atua diretamente apenas em situações excepcionais.

Os preceitos básicos do Estado Regulador na nova Constituição Federal são claramente observados no Capítulo I (Dos Princípios Gerais da Atividade Econômica), do Título VII (Da Ordem Econômica), conforme artigos transcritos a seguir:

Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:

(...)

II – propriedade privada;

(...)

IV - livre concorrência;

(...)

Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei.

Art. 173. A exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo.

Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

BASTOS e MARTINS (1988) destacam que ao contrário da Constituição anterior, a atual não contempla a expressão “intervenção do Estado no domínio econômico”, porque a atividade econômica é reservada à iniciativa privada, cabendo ao Estado participar indiretamente como agente regulador e diretamente apenas em situações excepcionais.

Com relação aos serviços públicos reservados ao Estado²⁶, como os serviços de telecomunicações, transporte e energia elétrica, a principal mudança foi introduzida pelo art.175 da Constituição, na medida em que permitiu a delegação da prestação desses serviços a terceiros, conforme abaixo:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária; e

²⁶ As competências do Estado estão definidas no art. 21 da Constituição Federal de 1988.

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

O passo seguinte para a formação de um quadro institucional regulatório no Brasil só foi dado em 1995, com a edição da Lei Geral das Concessões (Lei n. 8.987, de 14 de fevereiro de 1995), que, em atendimento ao art. 175 da Constituição, estabeleceu, dentre outras providências: o regime de concessão e permissão de serviços públicos; o conceito de serviço adequado²⁷; os direitos e obrigações dos usuários; a política tarifária; as regras de licitação; os encargos do poder concedente e das empresas concessionárias e permissionárias; o caráter especial dos contratos administrativos, bem como as condições de prorrogação, extinção, fiscalização e intervenção das concessões e permissões.

A definição das regras gerais das concessões e permissões foi muito importante, pois permitiu levar adiante as privatizações das empresas prestadoras de serviços públicos, na medida em que constituiu a base legal do processo. Conforme visto na seção anterior, as primeiras privatizações no setor de energia elétrica ocorreram apenas em 1995, após a edição da Lei n. 8.987/1995, embora o PND tenha sido criado dois anos antes.

A Lei Geral das Concessões representou um enorme avanço para a regulação econômica do país, na medida em que substituiu o regime de remuneração garantida pelo serviço pelo preço, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para usuários e prestadores do serviço. Um aspecto peculiar desse novo regime é a possibilidade de apropriação de ganhos de eficiência por parte das concessionárias. Com isso, as tarifas puderam ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento a distintas localidades e segmentos de usuários, aumentando a complexidade da regulação.

Vimos no capítulo anterior que no regime de preços máximos, ou *price cap*, a tarifa não possui uma correspondência direta com os custos reais da prestação do

²⁷ Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, que é aquele que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas

serviço e há a possibilidade de apropriação de ganhos de produtividade por parte das empresas, de forma a incentivar o aumento da eficiência, assim como também está previsto o compartilhamento desses ganhos com os consumidores, em benefício da modicidade tarifária. Dessa forma, o desafio da regulação é estabelecer metodologias de fixação das tarifas que incentivem a eficiência e que garantam, ao mesmo tempo, o equilíbrio econômico e financeiro das concessões e a qualidade dos serviços prestados. Na regulação econômica, dois problemas são bastante evidentes: a assimetria de informação e o *trade-off* entre preço e qualidade. Somente as empresas possuem informação completa sobre os seus custos, processos e atividades, e, com isso, tentarão convencer o regulador da necessidade de tarifas maiores para prestar o serviço com a qualidade exigida. Todas essas questões fazem da regulação um processo complexo e em constante aprimoramento, que requer uma estrutura institucional bastante especializada.

Para o presente trabalho, importa destacar as questões relacionadas à política tarifária, ao equilíbrio econômico e financeiro das concessões e à competência para a definição das tarifas dos serviços públicos. Os artigos abaixo, extraídos da Lei n. 8.987/95, definem os princípios fundamentais do serviço pelo preço:

Art. 2º Para os fins do disposto nesta Lei, considera-se:

(...)

II - concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado;”

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

(...)

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

(...)

§ 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

Art. 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas:

(...)

IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;

Art. 29. Incumbe ao poder concedente:

I - regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;

(...)

V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato;

VI - cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão;

Especificamente para o setor elétrico, a Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, representa o marco legal mais importante para o setor, tendo instituído a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplinado o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

A ANEEL foi constituída como uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A agência é dirigida por um Direto-Geral e quatro Diretores, nomeados pelo Presidente da República, com aprovação do Senado Federal, para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos. As decisões da Agência são tomadas sob o regime de colegiado, sendo que aquelas que afetam os direitos dos agentes econômicos do setor e dos consumidores

devem ser precedidas de Audiência Públicas²⁸. Dentre as competências atribuídas à ANEEL, destacam-se:

- (i) implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica;
- (ii) promover, mediante delegação do Poder Concedente, as licitações para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- (iii) regular o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais;
- (iv) homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma da Lei, do Contrato e dos regulamentos pertinentes;
- (v) gerir os contratos de concessão e permissão de serviços públicos de energia elétrica, cumprindo e fazendo cumprir as cláusulas contratuais, as disposições legais e regulamentares;
- (vi) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre os agentes econômicos do setor (concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores), bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- (vii) incentivar a competitividade no setor e zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes; e
- (viii) estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação.

Com relação ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços e instalações de energia elétrica, a Lei n. 9.427/1996, estabelece:

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

²⁸ A estrutura organizacional da ANEEL, suas funções e procedimentos internos estão definidos no Decreto n. 2.335, de 06 de outubro de 1997.

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

(...)

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

V - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

Em síntese, pela análise da legislação vigente, os serviços públicos de energia elétrica são prestados nas seguintes condições: (i) diretamente pelo Estado ou sob o regime de concessão ou permissão, que consiste na delegação da prestação do serviço a um terceiro, sempre precedida de processo licitatório competitivo, por tempo determinado e por conta e risco do concessionário; (ii) sob o regime econômico e financeiro do serviço pelo preço, que compreende a aplicação de tarifas máximas e a apropriação de ganhos de eficiência e competitividade pelos concessionários, bem como o compartilhamento de parte desses ganhos com os usuários; (iii) as tarifas máximas são fixadas inicialmente no Contrato de Concessão, pelo preço da proposta vencedora da Licitação, e atualizadas em ato específico do regulador, conforme regras de reajuste e revisão previstas na Lei, no edital da licitação e no contrato de concessão (iv) a preservação do equilíbrio econômico e financeiro da concessão mediante cumprimento das regras contratuais.

No Brasil, as tarifas máximas aplicadas aos serviços públicos, bem como as regras de reajuste e revisão dos seus valores, foram definidas pelo Poder Concedente nos contratos de concessão, dentro da discricionariedade que lhe foi conferida pelo Legislador. Quando da assinatura do contrato de concessão, as concessionárias

reconhecem que as tarifas máximas iniciais, em conjunto com as regras de reajuste e revisão, definidas no contrato, garantem o equilíbrio econômico e financeiro da concessão. Dessa forma, cabe ao regulador, autorizar os novos valores das tarifas máximas dos serviços públicos de energia elétrica observando estritamente as condições contratuais.

Antes de apresentar as regras de reajuste e revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica, que serão discutidas no próximo capítulo, cabe esclarecer brevemente a configuração do setor elétrico brasileiro, com a descrição das regras de comercialização e de formação de preços em cada segmento da indústria (geração, transmissão e distribuição), que vão refletir no valor final das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica.

3.4 A CONFIGURAÇÃO DO SETOR

Existem inúmeras possibilidades de configuração das quatro etapas do processo produtivo da energia elétrica, geração, transmissão distribuição e comercialização, cada uma delas com implicações na formação dos preços e, conseqüentemente, nas tarifas pagas pelos consumidores finais. As empresas podem operar de forma verticalizada ou desverticalizada, e os custos de cada etapa podem ser cobertos por preços regulados ou livres, competitivos ou não. Por restrições tecnológicas, a transmissão e a distribuição de energia são caracterizadas como monopólios naturais, por outro lado, não há impedimentos técnicos para a competição nos segmentos de geração e comercialização.

Conforme mencionado anteriormente, antes das reformas iniciadas na década de noventa, predominavam no setor de energia elétrica empresas públicas que atuavam de forma verticalizada nos segmentos de geração, transmissão e até de distribuição, a etapa de comercialização praticamente não existia, vigorava o regime de remuneração garantida e havia mecanismos de compensação intra-setorial que garantiam a equalização das tarifas em todo território nacional. Em 1995, o Poder Executivo, representado pelo Ministério de Minas e Energia²⁹, encomendou um amplo

²⁹ Com a consultoria da Coopers & Lybrand.

estudo com o objetivo de diagnosticar os problemas e apontar soluções para a revitalização do setor de energia elétrica, o que culminou com o Projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro). Os alicerces básicos desse projeto eram a viabilização da competição nos segmentos de geração e comercialização e a adoção de forte regulação nas atividades de transmissão e distribuição.

Dessa forma, paralelamente à definição das regras gerais para a concessão de serviços públicos, ao processo de privatizações e à criação das agências reguladoras, foram instituídas medidas específicas visando redefinir a configuração do setor de energia elétrica.

O primeiro passo nesse sentido foi dado pela Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995, que criou duas novas figuras no setor: o consumidor livre³⁰, que pode escolher o fornecedor com quem contrata a compra da energia; e o produtor independente, que recebe concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio ou ao consumo próprio, por sua conta e risco.

Até então, só existiam consumidores cativos, que contratam o fornecimento de energia elétrica apenas diretamente com a distribuidora local, que, por sua vez, é responsável por contratar a compra da energia e o transporte envolvido no atendimento do seu mercado cativo. Já o consumidor livre pode contratar a compra e o transporte da energia diretamente com as empresas de geração e transmissão, sem a necessidade de haver intermediários.

Outra importante medida instituída pelo pacote de medidas resultantes do Projeto RE-SEB foi garantir a consumidores e fornecedores de energia elétrica o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição³¹, mediante ressarcimento do custo do transporte envolvido. Sem essa garantia, poderia haver comportamentos anti-competitivos entre os agentes, no sentido de dificultar o acesso de agentes concorrentes à rede de transmissão e distribuição.

³⁰ Consumidor com carga superior a 3.000 kW, atendido em qualquer tensão (art. 16, da Lei n. 9.074/95).

³¹ A transmissão corresponde ao transporte da energia das unidades geradoras aos grandes centros de carga (cidades, municípios, grandes indústrias), por meio de redes de alta tensão (a partir de 230 kV), e a distribuição consiste no atendimento a consumidores residenciais, comerciais e industriais localizados dentro das cidades e municípios.

Posteriormente, a Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, estabeleceu outras medidas visando impulsionar a competição no setor, tais como: (i) criação da figura do agente comercializador de energia elétrica; (ii) separação da contratação da energia da contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; (iii) instituição da livre negociação da compra e venda de energia entre concessionários, permissionários e autorizados, observadas as condições de transição³² e os limites de repasse do custo da energia comprada para as tarifas de fornecimento, pagas pelos consumidores finais; (v) criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, integrada pelos próprios agentes do setor, responsável por realizar as transações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, possibilitando a cobertura das sobras e déficits contratuais dos agentes; e (vi) criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, com a função de coordenar, controlar e operar, de forma centralizada, a geração e a transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN)³³.

Com a criação do ONS, a operação do SIN passou a ser feita de forma centralizada e independente das transações comerciais entre os agentes, com o objetivo de otimizar o uso da energia e o atendimento da demanda. O despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas e o uso das redes de transmissão no SIN é feito pelo ONS observando critérios técnicos, amplamente discutidos com os agentes do setor, visando minimizar o custo da geração e o risco de déficit de energia no curto, médio e longo prazo³⁴.

Paralelamente às medidas descritas acima, foram adotadas algumas ações visando a desverticalização do setor, como a realização de concessões por usina e por trecho de linha de transmissão, além da obrigação para a segregação contábil dos resultados econômicos das diferentes atividades exercidas pelas empresas. Entretanto, em função de forte pressão política das grandes empresas estatais, não houve uma

³² Descontratação de 25% ao ano dos antigos Contratos Iniciais, instituídos pela Lei n. 8.631/93, até o ano de 2005.

³³ Sistema integrado de produção e transporte de energia hidrotérmica nas regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte do norte do país. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

³⁴ Os procedimentos de operação do SIN estão disponíveis em: www.ons.org.br.

imposição legal para a desverticalização completa do setor. Muitas empresas, públicas e privadas, permaneceram operando de forma verticalizada nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, o que representava forte entrave para a competição no setor e para ao sucesso do Projeto RE-SEB.

A incompletude das medidas apontadas pelo Projeto RE-SEB, aliada ao racionamento de energia no ano de 2001, suscitaram várias críticas e questionamentos quanto ao modelo escolhido para o setor, baseado na livre comercialização de energia entre os agentes³⁵. Com isso, e com a alteração do governo em 2003, optou-se por uma nova reformulação do setor, agora com base em forte regulamentação e em um *pool* de comercialização de energia, onde os agentes regulados devem comprar energia exclusivamente por meio de leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente³⁶.

As bases legais do novo modelo são as Leis n. 10.847 e n. 10.848, de 16 de março de 2004, e o Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Dentre as medidas adotadas, destacam-se: (i) a desverticalização da atividade de distribuição de energia³⁷; (ii) a criação de dois ambientes para a contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde participam os agentes de geração e as concessionárias de distribuição de energia, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde participam os agentes de geração, os consumidores livres³⁸, e os agentes comercializadores, exportadores e importadores de energia; (iii) a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iv) a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, responsável por realizar estudos e pesquisas destinadas a

³⁵ Nesse período, o próprio projeto RE-SEB emitiu relatório onde apontou as seguintes causas para o racionamento de energia: a queda do valor real das tarifas, o vácuo legal e regulatório do art. 175 da CF/88, indefinição quanto aos responsáveis pela expansão do setor, dificuldades para a obtenção de licenciamento ambiental, incertezas quanto à reestruturação do setor.

³⁶ O novo modelo proposto resultou do documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, aprovado por meio da Resolução n. 5/2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão de assessoramento do Presidente da República, cuja função é formular políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País.

³⁷ Para fins de política energética, foram desobrigadas da desverticalização as distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWH/ano e aquelas localizadas em sistemas elétricos isolados.

³⁸ Os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

subsidiar o planejamento do setor energético; e (v) criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, responsável por avaliar permanentemente o suprimento de energia elétrica no país³⁹.

Com a EPE passando a indicar os novos trechos de linhas de transmissão e as usinas a serem licitadas, o planejamento do setor de energia elétrica deixou de ser meramente indicativo. O novo modelo também define de forma mais clara as funções de cada instituição do setor, inclusive do próprio Poder Concedente, responsável por promover as licitações para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Com relação à desverticalização do setor, um grande passo foi dado, na medida em que as distribuidoras não podem mais exercer as atividades de geração, transmissão e comercialização. Entretanto, os empreendimentos existentes de geração e transmissão podem continuar atuando de forma verticalizada, o que continua depondo contra a competição no setor. Nesses dois segmentos, o domínio ainda é das grandes empresas estatais, e um velho problema assombra o setor, o fato do Estado atuar ao mesmo tempo como concessionário e Poder concedente.

Os alicerces do novo modelo são os contratos de longo prazo, tanto de comercialização de energia quanto de prestação dos serviços de transmissão e distribuição, o que requer, necessariamente, elevado grau de confiança dos investidores quanto ao cumprimento dos contratos e à estabilidade regulatória. Os contratos de concessão para a transmissão e a distribuição de energia contêm as regras de reajuste e revisão das tarifas, algumas delas imutáveis e outras fortemente dependentes da discricionariedade do regulador. Já os contratos de comercialização de energia trazem índices para atualização dos preços resultantes dos leilões.

³⁹ De acordo com o Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004, o CMSE deve ser presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e ter a seguinte composição: I - quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e II - os titulares dos órgãos a seguir indicados: a) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; b) Agência Nacional do Petróleo - ANP; c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; d) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e e) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

No que se refere às novas regras de comercialização de energia, que determinaram a passagem do mercado competitivo para um modelo fortemente regulado, as críticas são direcionadas à capacidade do novo modelo de incentivar a competição no segmento de geração e de garantir a expansão do sistema. A partir de 1º de janeiro de 2005, todas as concessionárias de distribuição de energia devem atender a totalidade de seus mercados por meio de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

Respeitados os contratos bilaterais vigentes⁴⁰, cada agente de distribuição do SIN deve adquirir energia elétrica exclusivamente por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR resultantes de leilões públicos de empreendimentos de geração novos e existentes. Nesses leilões, são firmados contratos de compra e venda de energia entre todos os agentes distribuidores e geradores participantes do certame, num ambiente de contratação denominado “*pool* de comercialização de energia”. Os leilões públicos são realizados pela ANEEL, mediante delegação do Poder Concedente.

Também são feitas críticas à matriz energética do país, formada basicamente por grandes usinas hidrelétricas e térmicas movidas a combustíveis fósseis. A matriz energética brasileira possui a seguinte composição: 70,42% de usinas hidrelétricas; 24,04% de termelétricas; 2,98% de pequenas centrais hidrelétricas; 1,87% de termonucleares; e 0,69% de eólicas⁴¹. Embora haja um programa de governo⁴² destinado a aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa), observa-se um predomínio de usinas termelétricas nos leilões públicos de

⁴⁰ Referentes à energia elétrica contratada até 16 de março de 2004, proveniente de geração distribuída (conectadas diretamente na rede da distribuidora), de usinas contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e de Itaipu Binacional.

⁴¹ Segundo relatório de informações gerais da ANEEL, de abril de 2010, disponível em: www.aneel.gov.br.

⁴² O PROINFA, criado pela Lei n. 10.438/2002.

comercialização de energia promovidos pelo Poder Concedente, cujos empreendimentos de geração licitados são indicados pela EPE⁴³.

Especificamente com relação às usinas hidrelétricas, as críticas são orientadas a dois principais fatores: elevado impacto ambiental e social, dado que são construídas em rios importantes da região amazônica⁴⁴; e necessidade de pesados investimentos em linhas de transmissão, dados que estas estão afastadas dos grandes centros de consumo.⁴⁵

No que se refere ao segmento de transmissão, foi assegurada ao ONS maior independência operacional e adotou-se um esquema de tarifação baseado no sinal locacional para remunerar os custos do transporte da energia. Nesse esquema, as tarifas pagas pelos agentes conectados às redes de transmissão do SIN dependem basicamente das distâncias entre os centros de produção e consumo da energia, sendo atribuídos maiores encargos aos agentes que mais onerem o sistema. Nesse segmento, novamente as críticas se referem à necessidade de elevados investimentos em linhas de transmissão, dado que se priorizam usinas afastadas dos grandes centros de consumo, com impacto crescente no nível das tarifas de transporte.

Finalmente, com relação aos pontos positivos do novo modelo, além da definição clara das funções das instituições do setor e do reforço da regulação econômica, destaca-se o sucesso dos leilões públicos de linhas de transmissão e de usinas geradoras, que têm resultado em elevados deságios. Entretanto, se por um lado os grandes deságios podem significar o sucesso do modelo, por outro lado, preocupam com relação à manutenção da qualidade dos serviços prestados e à saúde financeira das empresas vencedoras das licitações. Nesse sentido, um dos sintomas pode ser o atraso verificado na conclusão das obras dos empreendimentos licitados.

⁴³ Os resultados dos leilões públicos de comercialização de energia no ACR estão disponíveis em: www.ccee.org.br.

⁴⁴ O principal exemplo é a hidrelétrica de Belo Monte, localizada no rio Xingu, no Pará. Mais informações sobre esse empreendimento estão disponíveis em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite_beloMonte/index.cfm, acesso em 02 de fev. de 2011. E para críticas sobre esse empreendimento ver: JUSTE, M. e OLIVEIRA, M. *Belo monte será a hidrelétrica menos produtiva e mais cara, dizem técnicos*, disponível em: <http://g1.globo.com>, 24 abr. 2010.

⁴⁵ Para críticas ao novo modelo, ver GOULARD, J. Fantasma do Apagão Continua. *Valor Econômico*, 17 dez. 2010; e LEITÃO, M. Panorama Econômico. *O Globo*, 22 nov. 2009.

As três figuras a seguir resumem a atual configuração do setor elétrico brasileiro, apresentando, respectivamente: (i) as instituições e suas atribuições; (ii) os agentes econômicos e as regras de formação de preços; e (iii) a estrutura do modelo de comercialização de energia entre os agentes.

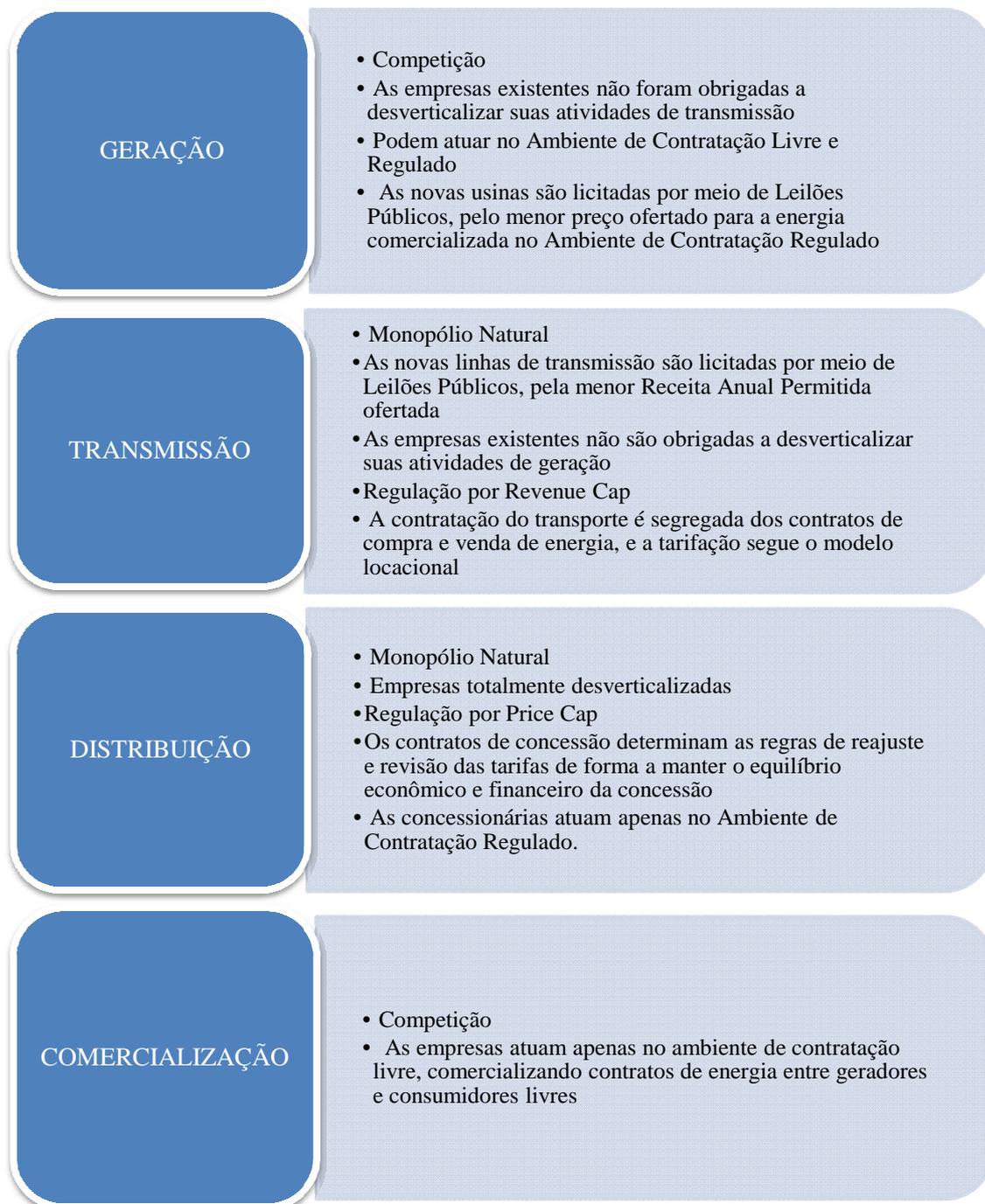


Figura 3.1: Agentes do Setor

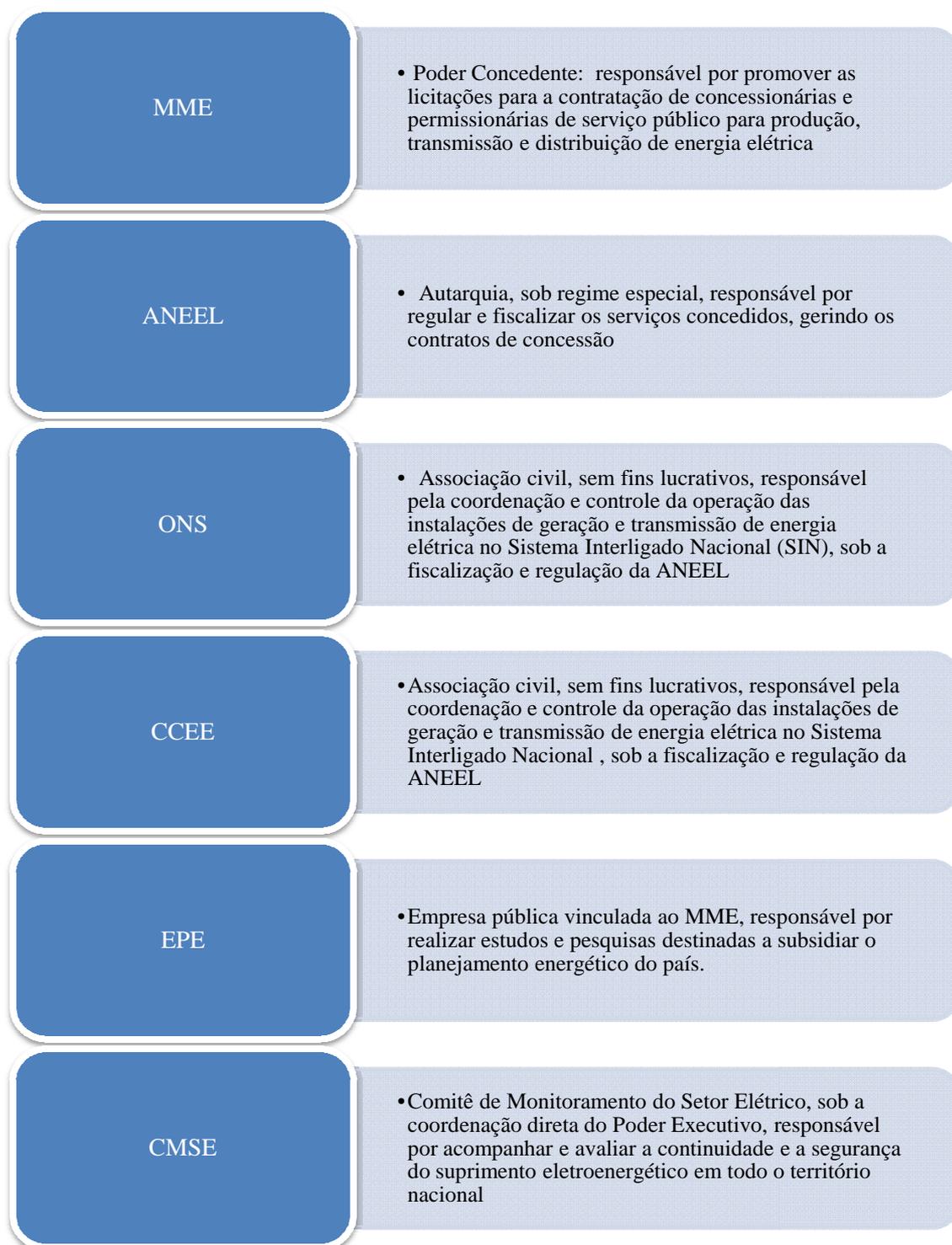


Figura 3.2: Instituições do Setor

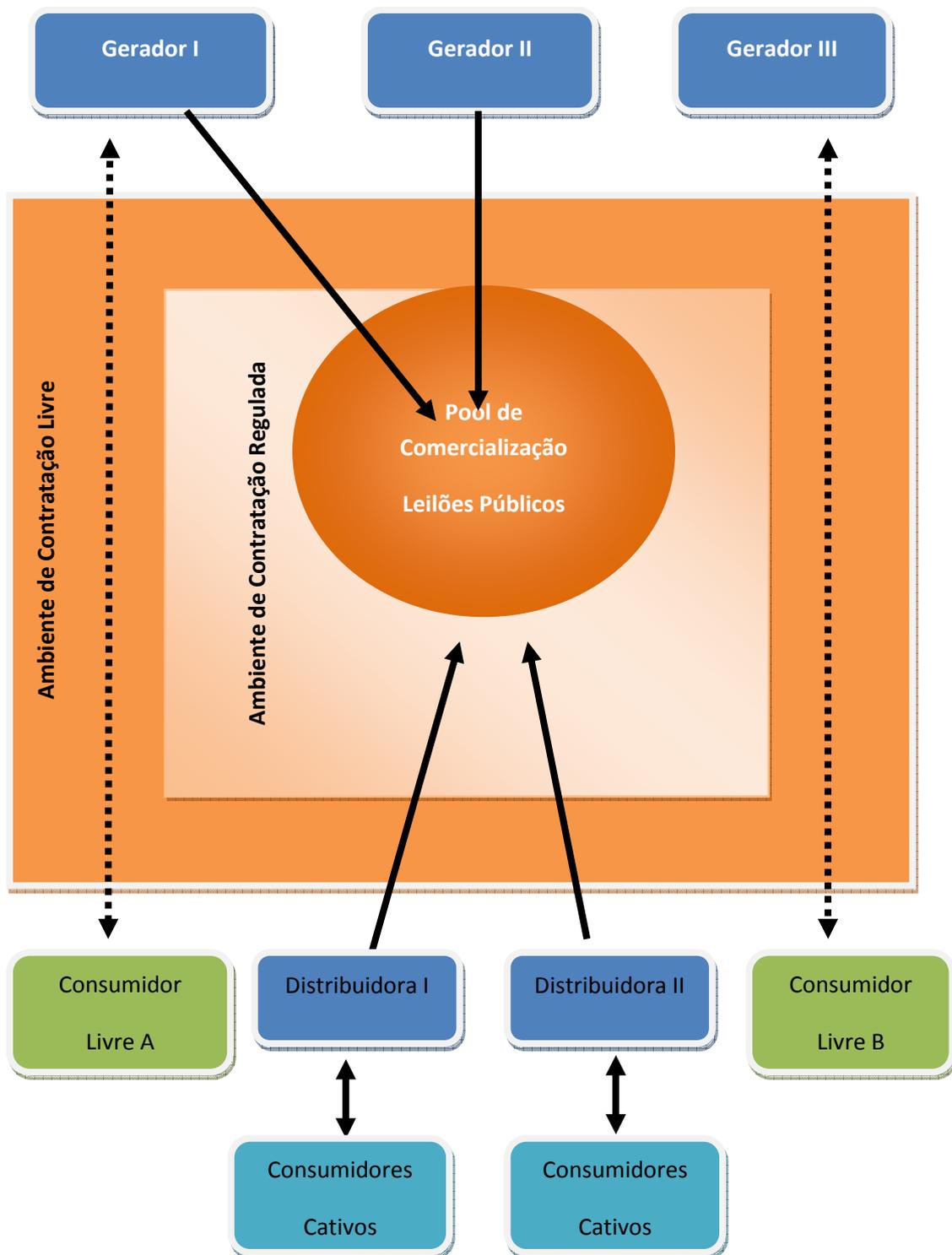


Figura 3.3: Modelo de Comercialização de Energia

3.5 CONCLUSÃO

Visando a maior compreensão da formação das tarifas de energia elétrica no Brasil, este capítulo apresentou a evolução dos marcos legais e institucionais que determinaram a atual configuração do setor elétrico brasileiro. As transformações verificadas a partir da Constituição Federal de 1988 significaram a passagem de um modelo altamente estatizante, verticalizado e de baixo incentivo, para um modelo baseado na regulação por incentivos, contratos de longo prazo, planejamento energético centralizado e estímulo à competição nos segmentos onde o livre mercado é possível.

Com a consolidação das instituições e das novas regras, o setor de energia elétrica caminha para uma fase de análise dos resultados obtidos com as reformas. Muitas são as críticas direcionadas ao novo modelo de comercialização de energia elétrica, principalmente no que se refere à dupla atuação do Estado como Poder Concedente e agente prestador de serviço, à formação da matriz energética do país e à capacidade de garantir novos investimentos para a expansão do sistema.

4 AS TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo tem como objetivo apresentar o cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica que são pagas pelos consumidores cativos das empresas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. Serão apresentados os componentes de custo que formam os valores das tarifas e as regras de reajuste e revisão tarifária, conforme previsto nos contratos de concessão das distribuidoras e nos dispositivos legais e regulatórios pertinentes.

Também será apresentado o efeito provocado pela fórmula paramétrica do reajuste tarifário anual, que motivou o aditivo contratual assinado por todas as distribuidoras em 2010, e por último os mecanismos extracontratuais de alteração das tarifas.

4.2 OS COMPONENTES DAS TARIFAS

As concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a todos consumidores cativos localizados em sua área de concessão. Atualmente, existem sessenta e três concessionárias de distribuição de energia elétrica, cujas áreas de concessão possuem dimensões e características sócio-econômicas bastantes variadas⁴⁶. Mais recentemente, a partir de 2008, as cooperativas de eletrificação rural que exercem a atividade de distribuição de energia elétrica a público indistinto, não apenas aos seus cooperados, passaram a ser regularizadas como permissionárias de serviço público, cujos contratos de permissão possuem cláusulas de equilíbrio econômico e financeiro similares às dos contratos de concessão. Com isso, o número de distribuidoras no Brasil pode chegar a mais de cem.

O fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos pode ser feito em baixa tensão (< 2,3 kV) e alta tensão (até 138 kV), e os consumidores são classificados

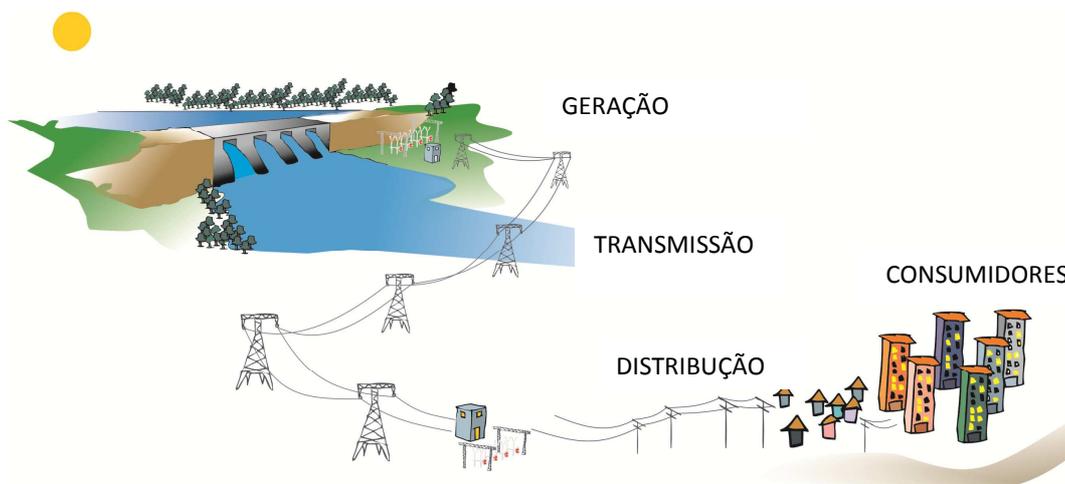
⁴⁶ Em geral, as áreas de concessão correspondem aos limites geográficos de estados, mas algumas possuem áreas de abrangência inferiores e até descontínuas, que ultrapassam os limites geográficos do estado-sede da concessionária. A divisão geográfica das áreas de concessão das distribuidoras pode ser visualizada no Atlas de Energia Elétrica do Brasil, disponível em: www.aneel.gov.br.

em: residenciais, baixa renda, comerciais, industriais, rurais, irrigantes, serviços públicos (água, esgoto e saneamento), poder público e outros. As tarifas de fornecimento de energia elétrica são diferenciadas por nível de tensão e por classe de consumo, e no atendimento em média e alta tensão os valores também dependem de fatores horossazonais, como o período do ano (seco ou úmido) e o horário do dia (ponta ou fora ponta).⁴⁷

Dada a configuração atual do setor elétrico brasileiro, onde os consumidores cativos contratam o fornecimento de energia elétrica apenas com a distribuidora local⁴⁸, essas empresas são responsáveis não apenas pela operação e manutenção das instalações de distribuição de energia elétrica, mas também pela contratação da compra e do transporte da energia para o atendimento ao mercado. Dessa forma, as tarifas de fornecimento devem cobrir todos os custos envolvidos na cadeia de produção da energia elétrica (geração, transmissão e distribuição), conforme representado na figura abaixo, e, adicionalmente, os encargos setoriais, que não decorrem de nenhum serviço de energia elétrica, mas que são pagos pelos consumidores finais para custear políticas setoriais definidas pelo governo.

⁴⁷ As condições gerais de fornecimento de energia elétrica constam da Resolução Normativa n. 414, de 09 de setembro de 2010.

⁴⁸ Atualmente também existe a figura do consumidor especial, responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, e que pode comercializar energia com: I - aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica; II - empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW; III - empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.



Fonte: ANEEL, Apresentação da SRE no 9º Seminário para Conselho de Consumidores, em março de 2008.

Figura 4.1: Cadeia Produtiva da Energia Elétrica

O repasse desses custos às tarifas de fornecimento é feito segundo condições contratuais, legais e regulatórias vigentes, que serão apresentadas a seguir.

4.3 O CONTRATO DE CONCESSÃO

Pela legislação vigente, apresentada no capítulo anterior, o regime de remuneração aplicado às concessões de serviços públicos é o serviço pelo preço, no qual são as tarifas máximas são fixadas inicialmente nos contratos de concessão, e preservadas por meio de mecanismos de reajuste e revisão dos seus valores, também previstos no contrato, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. No caso dos serviços de distribuição de energia elétrica, compete à ANEEL fixar os novos valores das tarifas, resultantes de reajuste ou revisão, cumprindo estritamente as condições contratuais. Uma vez atendidas as condições contratuais, considera-se mantido o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos.

No momento da assinatura do contrato de concessão, a distribuidora reconhece que as tarifas iniciais e os mecanismos de alteração de seus valores, previstos no contrato, são suficientes para a prestação do serviço adequado e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Cabe ressaltar que os valores das tarifas fixados nos contratos de concessão e em ato específico da ANEEL correspondem aos valores máximos que podem ser praticados, o que não impede de a concessionária

aplicar tarifas inferiores, desde que isso não implique em pleitos posteriores de desequilíbrio econômico-financeiro. Essas considerações constam da cláusula sétima dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, transcrita parcialmente a seguir:

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às homologadas pela ANEEL, desde que a redução não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro (...)

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo I, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, na data de(data de assinatura do contrato) para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Essa mesma cláusula contratual estabelece os seguintes mecanismos de alteração das tarifas:

- (i) Revisão Tarifária Periódica: realizada em média a cada 4 anos, dependendo da concessionária, com o objetivo de redefinir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato;
- (ii) Reajuste Tarifário Anual: realizado nos anos em que não há revisões tarifárias, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e
- (iii) Revisão Tarifária Extraordinária: realizada a qualquer tempo, quando um fato extraordinário e devidamente comprovado desequilibra o contrato.⁴⁹

As datas dos reajustes tarifários anuais e a periodicidade das revisões tarifárias variam conforme cronograma definido no contrato de concessão cada distribuidora.

⁴⁹ Os pressupostos que autorizam a realização de revisão tarifária extraordinária são: (i) imprevisibilidade do evento, ou ainda, de seus efeitos sobre o contrato de concessão; (ii) evento alheio à vontade e à ação da concessionária; e (iii) desequilíbrio significativo do contrato como consequência do evento.

No *price cap*, a receita da concessionária é dada pela aplicação das tarifas vigentes ao mercado realizado, ou seja, não há garantia de receita mínima, o risco decorrente da variação do mercado é alocado às concessionárias. Pelo contrato de concessão, para fins de reajuste e revisão das tarifas, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A Parcela A destina-se à cobertura dos custos denominados “não gerenciáveis”, cujo montante e preço escapam à vontade ou influência única da concessionária, e a Parcela B compreende os “custos gerenciáveis”, próprios da atividade de distribuição de energia elétrica, que estão sujeitos às práticas gerenciais adotadas pela concessionária.

Os custos da Parcela A, embora não estejam relacionados diretamente com a atividade de distribuição, também são de responsabilidade da concessionária e devem ser repassados às tarifas, conforme condições vigentes. A parcela A inclui os seguintes itens de custo:

- (i) Compra de Energia: custo dos contratos de compra de energia firmados pela concessionária para atendimento de seu mercado cativo;
- (ii) Transporte de Energia: encargos de uso e acesso às redes de transmissão e/ou distribuição de outras concessionárias para atendimento de seu mercado; e
- (iii) Encargos Setoriais: valores devidos pelos consumidores de energia elétrica, conforme definido em Lei específica, que resultam de políticas públicas para o setor elétrico brasileiro, cujos recursos possuem destinação específica.

Os custos da Parcela B correspondem às despesas operacionais e aos custos do capital referentes às instalações e aos serviços de distribuição de energia elétrica, assim definidos:

- (i) Despesas Operacionais: gastos com pessoal, material, serviço de terceiros e outros, associados aos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial dos clientes, direção e administração; e
- (ii) Custos do Capital: retorno e rentabilidade sobre o capital investido na construção da infra-estrutura necessária para a prestação do serviço adequado na respectiva área de concessão.

A composição de receita da distribuidora, segundo o contrato de concessão, está representada na figura abaixo:

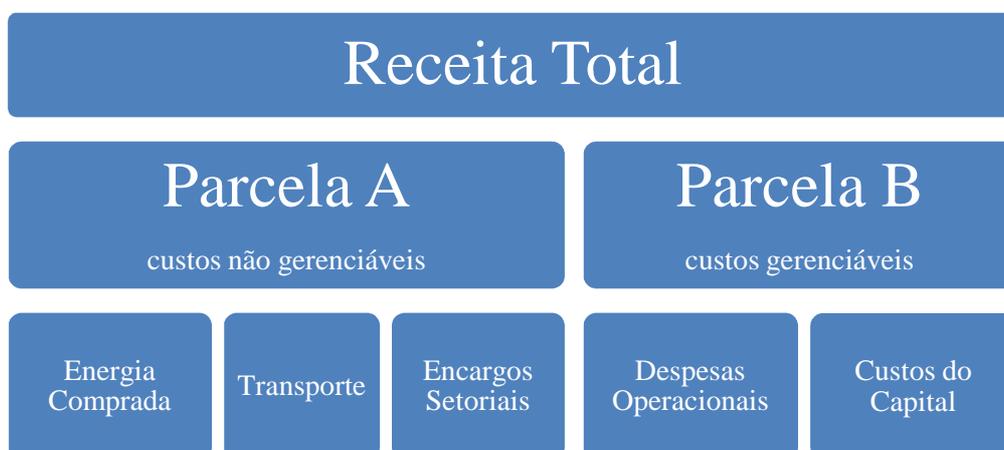


Figura 4.2: Composição da Receita de uma Distribuidora

Para o repasse desses custos às tarifas, aplica-se um modelo do tipo “*Price Cap with cost pass through*”, no qual os custos não gerenciáveis são repassados integralmente às tarifas e os custos gerenciáveis são definidos por meio de metodologias de regulação por incentivo. Dessa forma, a Parcela A é recalculada a cada processo tarifário, de reajuste ou de revisão, de acordo com as condições vigentes, e a Parcela B é definida apenas nas revisões tarifárias periódicas, sendo o seu valor atualizado nos reajustes tarifários subsequentes por meio de fórmula paramétrica específica.

Fazendo uma comparação com o *price cap* original, conforme apresentado no segundo capítulo, os custos da Parcela A podem representar o componente Y da fórmula $RPI - X + Y$. Na prática, isso significa que as tarifas poderão ser reajustadas por índices que não refletem apenas a variação dos preços da economia e os ganhos de produtividade da concessionária.

As seções seguintes detalham um pouco mais os componentes de custo que formam os valores das tarifas e as regras de reajuste e revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica, conforme contrato de concessão das distribuidoras.

4.3.1 A Parcela A

A Parcela A é formada pela compra e o transporte da energia para o atendimento do mercado da concessionária, mais os encargos setoriais, que são calculados nos reajustes e nas revisões tarifárias conforme descrito a seguir.

4.3.1.1 Compra de energia

Pelo atual modelo de comercialização de energia elétrica, instituído pela Lei n. 10.848/2004, as concessionárias de distribuição devem atender a totalidade de seus mercados mediante contratos regulados. No cumprimento dessa obrigação são consideradas as seguintes modalidades de contratação de energia: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, resultantes de leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente; Contratos Bilaterais firmados até 16 de março de 2004, no âmbito do antigo modelo de livre negociação entre as concessionárias; quotas de energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e de Itaipu Binacional⁵⁰; e contratos de geração distribuída, na forma dos artigos 14 e 15 do Decreto n. 5.163/2004.

Adicionalmente, quando se trata de distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, a legislação possibilita a compra de energia com tarifa regulada do atual agente supridor (que decorrem dos antigos Contratos Iniciais) e mediante processo de licitação pública por eles promovido, conforme art. 16 do Decreto n. 5.163/2004. Além disso, essas pequenas distribuidoras não foram obrigadas a desverticalizar suas atividades de geração, desde que a energia gerada pelo empreendimento próprio seja totalmente destinada ao atendimento de seu mercado.

Sobre a energia elétrica contratada mediante as modalidades descritas acima, aplicam-se regras de limite de repasse de preço e montante às tarifas, conforme estabelece a legislação vigente. Os limites de preço são principalmente aplicáveis aos contratos firmados ainda sob regime de livre negociação entre os agentes, durante o qual era permitido o *self-dealing*⁵¹. Para os contratos firmados no ambiente regulado do novo modelo, os preços resultam dos leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente, que, por sua vez, define um valor máximo para a energia licitada, dessa forma, os limites de repasse são aplicados com o foco no planejamento da expansão do setor, de

⁵⁰ A Eletrobrás é responsável pela comercialização da energia de Itaipu binacional destinada ao Brasil e pela contratação da energia no âmbito do programa de incentivo às fontes alternativas de energia.

⁵¹ Contratos firmados entre concessionárias distribuidoras e geradoras que pertencem a um mesmo grupo acionário.

forma a incentivar as concessionárias a contratarem com a maior antecedência possível⁵².

Com relação aos montantes contratados, é permitido o repasse de até 103% da energia requerida para o atendimento do mercado da concessionária e um adicional a título de perdas regulatórias de energia elétrica. As perdas elétricas são divididas em:

- (i) Perdas técnicas: energia dissipada nos sistemas de distribuição e transmissão decorrentes das leis da física, relativas ao transporte da energia, à transformação de tensão e aos sistemas de medição; e
- (ii) Perdas não técnicas: em função de fraudes e furtos no consumo da energia elétrica, inexistência de medição e erros na medição e no faturamento, dentre outras.

É certo que a concessionária não possui controle completo sobre os custos da energia comprada, sobretudo no atual modelo de comercialização de energia. No entanto, também é certo afirmar que as perdas de energia elétrica estão diretamente associadas à gestão comercial da empresa, principalmente as perdas não-técnicas. Dessa forma, seguindo o mesmo princípio da regulação por incentivo, a ANEEL determina o nível máximo de perdas de energia elétrica que devem ser cobertas pelas tarifas, considerando as características sócio-econômicas de cada área de concessão. Dessa forma, a distribuidora tem um forte incentivo a reduzir as perdas, pois poderá se apropriar da diferença entre o nível real de perdas e o patamar reconhecido nas tarifas.⁵³

4.3.1.2 Encargos Setoriais

Os Encargos Setoriais não decorrem da prestação de qualquer serviço de energia elétrica. São definidos em Lei, em função de políticas públicas para setor elétrico nacional. Os valores e os montantes dos encargos setoriais não são gerenciáveis pelas concessionárias. Anualmente o regulador define as quotas fixas a serem pagas por cada distribuidora às entidades gestoras desses recursos. Os custos das concessionárias com o pagamento dos encargos setoriais são reconhecidos nas tarifas, nos reajustes e

⁵² Calcula-se o Valor Anual de Referência – VR, que representa a média dos preços da energia contratada nos leilões públicos para entrega em um, três ou cinco anos.

⁵³ A metodologia de cálculo do nível máximo de perdas de energia que deve ser repassado às tarifas está definida atualmente na Nota Técnica n. 342/2008-SRE/ANEEL, de 11 de novembro de 2008.

nas revisões tarifárias, conforme as condições vigentes. A seguir apresenta-se a base legal e o objetivo de cada encargo setorial.

A Reserva Global de Reversão – RGR foi criada pelo Decreto n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 e a Lei n. 9.648/1998 definiu a sua extinção em 31 de dezembro de 2002. Posteriormente, a Lei n. 10.438/2002 estendeu sua vigência até 2010, mas a Medida Provisória n. 517, de 31 de dezembro de 2010, prorrogou mais uma vez a sua cobrança, que deverá permanecer nas contas de energia elétrica do país até o ano de 2035.

A RGR tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para o financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% do investimento efetuado pela concessionária em ativos vinculados à prestação dos serviços de energia elétrica, limitado a 3,0% da sua receita operacional líquida. A quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC foi criada pela Lei n. 5.899, de 05 de julho de 1973, regulamentada pelo Decreto n. 73.102, de 07 de novembro de 1973, e a sistemática de repasse dos seus custos à tarifa foi disciplinadas pelas Leis n. 8.631, de 04 de março de 1993, Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998, e Lei n. 12.111, de 09 de dezembro de 2009.

A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica nos sistemas elétricos isolados, que estão localizados em áreas fora do alcance do SIN, em grande parte da região Norte do país. A geração de energia com óleo combustível, óleo diesel, biodiesel e carvão apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, mas são essenciais aos sistemas elétricos isolados.

Dessa forma, os custos da geração termoelétrica nos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de quotas anuais para

cada distribuidora, proporcionais ao seu mercado. Pela atual sistemática de cálculo da CCC, esta reembolsa o montante igual à diferença entre o custo total (despesas de operação e manutenção, remuneração do capital, consumo de combustíveis, encargos e impostos) de geração da energia elétrica para o atendimento do serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n. 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente à ELETROBRÁS por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

Os recursos necessários ao funcionamento da CDE também são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração, e das multas aplicadas pela ANEEL. Nesses casos, os recursos são aplicados, exclusivamente e até quando necessário, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural, nos termos da Lei n. 10.762, de 11 de novembro de 2003.

As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC do ano de 2001, cujos valores são reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH foi criada pela Lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência

estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica.

Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos outros 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas (ANA) para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei n. 9.427/1996, que criou a ANEEL, com a finalidade de constituir a sua receita, destina-se à cobertura do custeio das atividades da Agência. A TFSEE equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pelos agentes regulados, devendo ser paga em duodécimos mensais.

A Lei n. 10.438/2002 instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica) na produção de energia elétrica do país, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da ELETROBRÁS, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRÁS são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exceto pelos integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

O Encargo de Serviços do Sistema – ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN, é apurado mensalmente pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e Encargo de Serviços Ancilares.

O ESS está previsto no Decreto n. 2.655, de 02 de julho de 1998, e o repasse deste às tarifas no Decreto n. 5.163, de 2004.

O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foi criado pela Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica devem aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética.

Também se enquadram na categoria de encargos setoriais, os valores pagos mensalmente pelas distribuidoras para cobrir o custeio das atividades do ONS.

4.3.1.3 Transporte de energia

Os custos com o transporte de energia elétrica das usinas até as redes de distribuição referem-se à contratação do uso e acesso às redes de transmissão e/ou distribuição de outras concessionárias, sendo compostos pelos seguintes itens: Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição.

O Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão de energia elétrica são valores pagos pelas distribuidoras às transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, pelo acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, depende do total de receitas anuais permitidas das concessionárias transmissoras, resultantes dos processos de licitações públicas. Conforme visto anteriormente, adota-se a metodologia locacional para o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST.

O Uso das Instalações de Conexão corresponde ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes, mediante ressarcimentos dos custos incorridos na operação e manutenção desses ativos.

O Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional está associado ao custo do transporte da energia elétrica adquirida pela concessionária

daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

O Uso das Instalações de Distribuição de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição pelo acesso à rede de distribuição de outra concessionária, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, firmado entre a concessionária acessante e a acessada. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência contratos e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD específicas da concessionária acessada, conforme resolução homologatória da ANEEL.

4.3.2 A Parcela B

No cálculo dos custos gerenciáveis o regulador se depara com o problema da assimetria de informação, conforme apresentado no segundo capítulo, pois as empresas possuem informações mais precisas sobre seus processos e atividades, e, com isso, tentam convencer o regulador da necessidade de tarifas maiores para a prestação do serviço adequado. Dessa forma, o desafio do regulador é estabelecer metodologias cada vez menos invasivas, que dependam menos de informações das concessionárias e que as induzam a revelarem seu verdadeiro nível de eficiência, promovendo, por exemplo, a competição virtual entre as empresas, por meio de metodologias de *benchmarking*. Por outro lado, devem ser incorporadas aos modelos as especificidades de cada área de concessão, dada a diversidade das características sócio-econômicas e geográficas das diferentes regiões do país.

Com relação aos custos do capital, as principais questões analisadas são a forma de valoração dos ativos, se a preços históricos ou a preços de mercado, a definição de uma taxa de remuneração adequada, que deve ser atrativa para o investidor e módica para o consumidor, e o conceito de investimentos prudentes, vez que apenas os ativos necessários para a prestação do serviço devem ser remunerados.

Uma vez determinado o valor da Parcela B, considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração sobre os investimentos prudentes,

este será atualizado nos reajustes tarifários anuais subsequentes pela aplicação da fórmula paramétrica que consta dos contratos de concessão, que será analisada na próxima seção. Dessa forma, o próximo passo da revisão tarifária é estimar o valor do Fator X.

4.3.3 O Fator X

A produtividade das concessionárias é medida pela relação entre suas receitas e despesas gerenciáveis, ou seus insumos e produtos. No *price cap*, a receita é dada pela aplicação das tarifas vigentes ao mercado realizado, sendo o risco das variações do mercado alocado às concessionárias. Dessa forma, não há garantia de receita mínima. Se o mercado cresce a receita aumenta, acontecendo o contrário se o mercado decresce. Por outro lado, os custos gerenciáveis não acompanham necessariamente as variações do mercado. Considerando rendimentos crescentes de escala, o aumento da escala do negócio resulta em ganhos de produtividade para as concessionárias.

No reposicionamento tarifário, garante-se o equilíbrio entre receita requerida e despesas eficientes na data da revisão tarifária, mas essa relação pode não ser mantida nos reajustes tarifários subsequentes, em função não apenas da escala do negócio, mas também de evoluções tecnológicas, mudanças na gestão do negócio e na relação de preços entre os insumos e produtos. O objetivo do Fator X é equilibrar receitas e despesas gerenciáveis no período entre as revisões tarifárias, mantendo o equilíbrio econômico-financeiro definido na última revisão tarifária. A figura abaixo representa o mecanismo do Fator X.

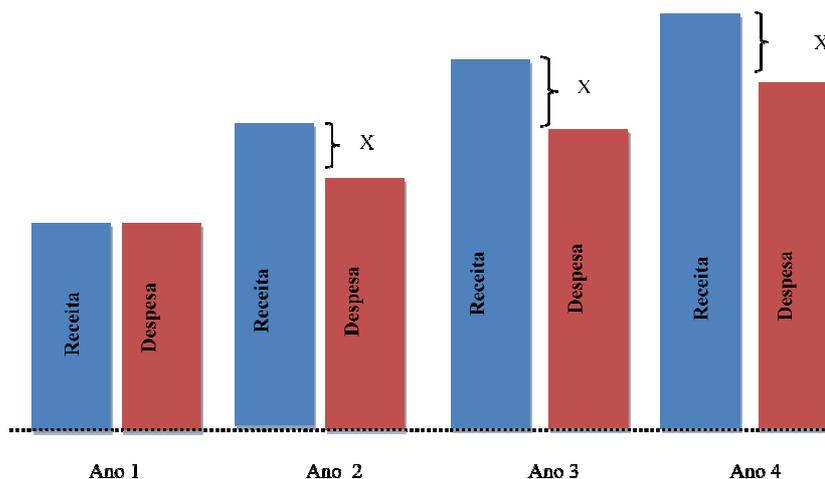


Figura 4.3: Fator X

Na definição do Fator X, o regulador deve estabelecer um valor que seja passível de ser alcançado pela concessionária, não desequilibrando a concessão e incentivando o aumento constante da eficiência, em benefício dos usuários e prestadores de serviço.

O Fator X do primeiro período tarifário, imediatamente após a assinatura dos contratos de concessão, foi nulo, o que significa que todo o eventual ganho de produtividade realizado foi apropriado pelas concessionárias. Essa medida visava atrair os investidores para o setor. A partir da primeira revisão tarifária, as tarifas são reposicionadas considerando o nível de eficiência exigido pelo regulador e os ganhos de produtividade estimados para o próximo período são compartilhados com os consumidores na medida em que se processam os reajustes tarifários. Por outro lado, no período entre as revisões, todo ganho de produtividade acima do valor estimado pelo regulador é apropriado pela concessionária. Dessa forma, as concessionárias são sempre incentivadas a superarem a meta de eficiência definida pelo regulador.

Esse mecanismo, típico do *price cap*, é compatível com o regime de remuneração do serviço pelo preço, conforme definido pelas Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, que pressupõe a apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade.

4.4 A REVISÃO TARIFÁRIA

Na revisão tarifária, o regulador redefine o equilíbrio econômico-financeiro da concessão por meio da alteração do nível e da estrutura das tarifas. As metodologias de revisão das tarifas seguem os conceitos da teoria da regulação econômica, e devem observar as disposições legais e contratuais aplicáveis à concessão.

Nas revisões tarifárias todos os custos da concessionária são recalculados, tanto da Parcela A quanto da Parcela B, mas o foco desses processos são os custos gerenciáveis, pois é sobre esses que se aplicam as metodologias de regulação por incentivo. Sobre os custos não gerenciáveis aplicam-se basicamente as disposições legais e contratuais vigentes.

Considerando que as distribuidoras atuam como monopolistas em sua área de concessão, o objetivo das metodologias de revisão tarifária é reproduzir os incentivos gerados em um ambiente de mercado competitivo, que é aquele que reconhecidamente maximiza o bem-estar social. Com isso, pretende-se induzir o comportamento desejado das firmas, induzindo-as à eficiência na prestação do serviço e à modicidade tarifária.

O contrato de concessão traz uma fórmula paramétrica específica para o cálculo do índice de reajuste anual das tarifas, que será analisada na próxima seção, mas não estabelece a metodologia de revisão tarifária, apenas define as diretrizes a serem seguidas pelo regulador. Dessa forma, pelo contrato de concessão, as revisões tarifárias periódicas devem se processadas observando as seguintes condições:

CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Subcláusula Sétima – a ANEEL, de acordo com cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-as para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observadas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.

Subcláusula Oitava – No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes subseqüentes, conforme descrito da Subcláusula Sexta desta Cláusula.

A revisão é realizada em duas etapas: o reposicionamento das tarifas e a definição do Fator X. No reposicionamento tarifário calcula-se a receita requerida compatível com custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre investimentos prudentes, além da cobertura dos custos não gerenciáveis. Já o Fator X corresponde à estimativa para os ganhos de produtividade da concessionária, que serão compartilhados com os consumidores nos reajustes tarifários anuais subsequentes.

O reposicionamento tarifário (RT) resulta da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) e a Receita Verificada (em R\$), ambas referenciadas a um mesmo período de 12 meses, conforme fórmula abaixo:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}}$$

Onde:

Receita Requerida: é composta pelos valores recalculados dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B.

Receita Verificada: resulta da aplicação das tarifas vigentes ao mercado de referência, que pode ser realizado ou estimado.

Outras Receitas: para fins de modicidade tarifária, são deduzidos da Receita Requerida os valores relativos às receitas auferidas na prestação de outros serviços, como: compartilhamento da infra-estrutura com empresas de telecomunicações; serviços de consultoria, engenharia e operação e manutenção em instalações de terceiros; aluguéis e alienações de imóveis; convênios; publicidade; etc. Essas receitas, embora não sejam reguladas, dependem de prévia autorização da ANEEL.

Conforme já mencionado, os custos que integram a Parcela A são considerados não gerenciáveis, por isso são calculados conforme condições legais e contratuais vigentes e repassados integralmente às tarifas. Para o cálculo da Parcela B e do Fator X, que são o objeto principal das revisões, a ANEEL tem adotado várias metodologias de regulação por incentivo, que combinam os conceitos do *price cap* e da regulação por comparação (*yardstick competition* e *benchmarking*). Essas metodologias são alteradas pela ANEEL a cada ciclo de quatro anos.

A Tabela a seguir mostra as metodologias do primeiro e do segundo ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras, bem como as propostas para o terceiro ciclo, com início em 2011, que estão sendo submetidas ao processo de audiência pública para o recebimento de contribuições e informações adicionais da sociedade⁵⁴.

Tabela 4.1: Metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras

Ciclo de Revisões	Despesas Operacionais	Custos do Capital	Fator X
1º Ciclo (2003 a 2006)	Empresa de Referência	Valor de mercado em uso e WACC	Fluxo de Caixa Descontado
2º Ciclo (2007 a 2010)	Empresa de Referência	Valor de mercado em uso e WACC.	Fluxo de Caixa Descontado
3º Ciclo (2011 a 2014)	Empresa de Referência e análise de benchmarking	Valor de mercado em uso e WACC	Produtividade Total dos Fatores

4.5 O REAJUSTE TARIFÁRIO

Voltando à cláusula sétima dos contratos de concessão das distribuidoras, a sua redação original continha as seguintes condições para o reajuste das tarifas:

***Subcláusula Terceira** - O valor das tarifas de que trata esta Cláusula será reajustado com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida da seguinte forma:*

I - no primeiro reajuste, a data de assinatura do Contrato de Concessão; e

II - nos reajustes subseqüentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

***Subcláusula Quarta** - A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a*

54 As propostas metodológicas para o terceiro de ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras estão disponíveis na Audiência Pública n. 040/2010, em: www.aneel.gov.br.

legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a “Data de Referência Anterior” e o “Período de Referência” à nova periodicidade estipulada.

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída; contribuições ao ONS; compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; encargos de serviços de sistema; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética.

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da Parcela A.

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$IRT = \frac{[VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm X)]}{RA0}$$

onde:

RA: receita anual de fornecimento, de suprimento e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, denominada como “Receita de Referência”;

Receita anual de fornecimento: calculada considerando-se as tarifas de fornecimento homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores cativos, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem de potência ativa ou reativa.

Receita anual de suprimento: calculada considerando-se as tarifas de suprimento homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição: calculada considerando-se as tarifas de uso dos sistemas de distribuição homologadas na “Data de Referência Anterior” e o consumo de

energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores livres, de autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias, autorizadas e geradores conectados ao sistema de distribuição, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Mercado de Referência: composto pelas quantidades de energia elétrica e de demanda de potência faturadas para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, bem como pelas quantidades de energia elétrica e potência contratada para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão pelos geradores, no período de referência;

Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI;

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas elétricas no momento da revisão tarifária periódica.

Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de: (i) perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável, (ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.

VPA0: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

(ii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores considerados no reajuste ou na revisão anterior.

VPB0: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

VPA1: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n. 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;

(ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei n. 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto n.º 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior;

(iii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data do reajuste em processamento; e

(iv) Para os demais itens da “Parcela A”: valores vigentes na data do reajuste em processamento.

Verifica-se que o reajuste tarifário anual deve ser calculado segundo fórmula paramétrica específica que consta do contrato de concessão, não havendo espaço para a discricionariedade do regulador no seu cálculo, visto que o equilíbrio econômico-financeiro do contrato depende do pleno atendimento das condições contratuais.

Dessa forma, as tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reajustadas anualmente, no período entre as revisões tarifárias, pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, que é dado pela relação RA1/RA0, onde: RA1 corresponde à receita da concessionária considerando as condições vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e RA0 é a receita considerando as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).⁵⁵

Dessa forma, o IRT é dado pelas seguintes equações:

$$\text{IRT} = \frac{\text{RA1}}{\text{RA0}} \quad (1)$$

⁵⁵ DRP corresponde à data do atual reajuste tarifário e DRA corresponde à data do último processo de alteração das tarifas, que pode ter sido um reajuste ou uma revisão tarifária. O número “0” indica as condições vigentes na DRA e o número “1” refere-se às condições vigentes na DRP.

$$RA1 = VPA1 + VPB1 \quad (2)$$

$$RA1 = VPA1 + [VPB0 \times (IGPM - X)] \quad (3)$$

$$VPB0 = RA0 - VPA0 \quad (4)$$

Uma vez calculado o IRT, conforme fórmula acima, este é aplicado às tarifas vigentes resultando nos novos valores das tarifas máximas que a concessionária poderá cobrar de seus consumidores no decorrer no próximo ano tarifário.

No cálculo dos reajustes não é feita qualquer projeção com relação ao mercado do próximo ano, as tarifas são reajustadas de forma a recuperar a nova receita requerida (RA1) considerando a aplicação destas ao mercado realizado dos últimos doze meses. Como a receita da concessionária é dada pela aplicação das tarifas vigentes ao mercado realizado, se no próximo ano o mercado crescer, a receita da concessionária também irá crescer, e vice-versa. Por outro lado, os custos da concessionária podem não acompanhar as variações do mercado, impondo perdas ou ganhos às concessionárias.

Nesse ponto, caber relembrar o pressuposto básico do *price cap*, de que não há uma correspondência biunívoca entre receitas e despesas da concessionária. O risco das variações mercado são alocados ao prestador do serviço, que pode perder ou ganhar com a evolução de custos e receitas. Esse regime é denominado de alto incentivo, porque pressupõe a apropriação de ganhos de eficiência e da competitividade, em benefício de usuários e prestadores de serviços. As concessionárias são incentivadas a aumentar constantemente a eficiência na prestação do serviço, na medida em que podem se apropriar dos ganhos auferidos acima das metas definidas pelo regulador nas revisões tarifárias. Isso também beneficia a modicidade tarifária, pois parte desses ganhos é compartilhada com os consumidores, o que é feito por meio da aplicação do Fator X, como fator redutor do índice de atualização das tarifas (IGP-M).

4.5.1 O Efeito da Fórmula de Reajuste

Para se apurar o índice de reajuste das tarifas é preciso obter os valores da Parcela A e da Parcela B que formam a receita da concessionária na data do reajuste em processamento (VPA1 e VPB1). A Parcela A é sempre recalculada a cada processo tarifário considerando as condições vigentes, já a Parcela B é obtida a partir da

diferença entre a receita da concessionária dos últimos doze meses (RA0) e o valor da Parcela A na data do reajuste anterior (VPA0), sendo o valor resultante atualizado pela variação do IGP-M menos o Fator X, ou seja, o valor da Parcela B na data do reajuste em processamento é dado por:

$$VPB1 = (RA0 - VPA0) \times (IGPM - X)$$

O RA0 é obtido pela aplicação das tarifas vigentes ao mercado do período de referência, que corresponde ao mercado dos últimos doze meses, e o VPA0 é o valor dos itens de custo da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste anterior, calculado da seguinte forma:

- (i) para a energia elétrica comprada: montante de energia elétrica comprada no período de referência valorado pelo preço médio dos contratos que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;
- (ii) para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas de uso consideradas no reajuste ou na revisão anterior;
- (iii) e para os demais itens da “Parcela A”, que incluem os encargos setoriais: valores considerados no reajuste ou na revisão anterior.

Pelas definições acima, verifica-se que a energia comprada e, em certa medida, o transporte da energia, que compõem o VPA0, estão associados à evolução do mercado, ou seja, se o mercado cresce essas despesas aumentam, e vice-versa. Isso acontece devido à natureza da contratação desses serviços, que, a exemplo da receita da concessionária, dependem da aplicação de uma tarifa vigente a um montante de energia ou demanda contratada no período de referência. Já os encargos setoriais correspondem aos valores considerados no último reajuste ou revisão tarifária, portanto não sofrem influência da variação do mercado da concessionária. Conforme visto anteriormente, os encargos setoriais possuem uma natureza legal e contratual diversa dos custos dos segmentos de geração e transmissão. A lógica de formação dos seus valores independente das variações do mercado, são definidos em quotas fixas anuais para cada concessionária, de acordo com a política do governo. Isso significa que a Parcela A não

varia na mesma proporção que a variação do mercado, pois parte dos seus custos são fixos.

Com isso, a Parcela B dos reajustes, que é obtida por diferença, varia a taxas diferentes da variação do mercado e da aplicação do IGPM-X, pois incorpora os ganhos ou perdas anuais com a arrecadação de custos fixos nas tarifas. Se o mercado cresce, a receita da concessionária aumenta na mesma proporção, mas a Parcela A não, pois parte dos seus custos permanece fixa, então a Parcela B cresce a uma taxa maior que o aumento do mercado, pois incorpora a diferença entre a receita e a Parcela A. O caso contrário é similar, se o mercado decresce, a receita diminui na mesma proporção, mas a Parcela A não, pois parte dos seus custos permanece fixa, com isso a Parcela B decresce a uma taxa maior que a redução do mercado, pois incorpora a diferença entre a receita e a Parcela A.

É possível dizer que a Parcela B depende do comportamento do mercado, da variação dos preços, dos ganhos de produtividade estimados e da evolução da Parcela A. Se todos os custos da Parcela B variassem conforme o mercado, não haveria problema, mas como os encargos são fixos, a Parcela B passa a variar a taxas diferentes do crescimento do mercado e da evolução dos preços descontada dos ganhos de produtividade.

A razoabilidade dessa fórmula é que a até a primeira revisão tarifária periódica das concessionárias, o que veio a ocorrer 3, 4 e até 5 anos após a assinatura dos contratos de concessão, não se sabia o verdadeiro valor da Parcela B, por isso era obtido pela diferença entre a receita total e os custos da Parcela A. Além disso, as tarifas de fornecimento só começaram a ser abertas em seus diversos componentes (energia, transporte, custos da distribuição e encargos setoriais), a partir de 2003, com a edição do Decreto n. 4.562, de 31 de dezembro de 2002⁵⁶. Até então, não se sabia com precisão

⁵⁶ “Art. 1º Os consumidores do Grupo “A”, das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica, nos termos e condições firmados no art. 9º do Decreto n. 62.724, de 17 de maio de 1968, com as alterações do Decreto n. 4.413, de 07 de outubro de 2002.

§ 1º Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.”

quanto da tarifa paga pelo consumidor final era destinada à cobertura de custos gerenciáveis e não gerenciáveis.

O efeito provocado pela fórmula do reajuste tarifário anual está demonstrado nas tabelas 4.2 e 4.3 abaixo. A primeira tabela traz uma simulação de reajuste tarifário considerando aumento do mercado nos últimos dozes meses à data do reajuste e a segunda traz a situação contrária, de redução do mercado. Nos dois exemplos, considera-se, por simplificação, que os ganhos de produtividade são nulos e que a inflação da economia é de 6% ao ano.

A primeira coluna das tabelas apresenta o cálculo do índice de reajuste tarifário anual tal como estabelecido no contrato de concessão e a segunda considera uma simulação de reajuste corrigindo o efeito causado pela fórmula paramétrica, sobretudo em função dos encargos setoriais. Pelo contrato, a Parcela B do reajuste é obtida pela diferença entre a receita da concessionária e a Parcela A. Já na simulação de reajuste, a Parcela B da receita varia na mesma proporção do mercado, ou seja, o efeito dos custos fixos da Parcela A no valor da Parcela B dos reajustes é nulo.

Considerando o primeiro exemplo, de crescimento do mercado, o RA0 (R\$ 100 Milhões), que é a base de cálculo do índice reajuste, é obtido pela aplicação das tarifas vigentes (0,100 R\$/kWh) ao mercado realizado nos últimos doze meses (1.000 GWh). Para o cálculo do RA1, que é a receita da concessionária para a cobertura dos custos da Parcela A e da Parcela B considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento, apuram-se os novos valores da energia e do transporte para o atendimento do mercado de referência, mais os encargos setoriais de responsabilidade dos consumidores. Para essas simulações assume-se que os preços da energia, das tarifas de uso e acesso aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, e os encargos setoriais variam anualmente conforme a inflação da economia. Com isso, o VPA1 resulta em R\$ 67,39 Milhões. Já o valor da Parcela B na data do reajuste em processamento, usando a fórmula do contrato, $VPB1 = (RA0 - VPA0) * IGPM-X$, resulta em R\$ 38,61 Milhões. Dessa forma, o RA1 é igual a R\$ 106 Milhões e o índice de reajuste é de 6%, seguindo a variação dos demais preços da economia.

Agora, alterando a forma de cálculo da Parcela B, que deixa de ser obtida por diferença, o índice de reajuste resulta em 5,55%, menor, portanto, que o reajuste calculado pela fórmula do contrato. Nesse caso, a Parcela B não incorpora o efeito da

arrecadação adicional dos custos fixos da Parcela A, sendo atualizada apenas pelo crescimento mercado (de 4%) e pelas variações dos preços (de 6%), resultando em R\$ 38,16 Milhões.

Com redução de 4% do mercado, o efeito da fórmula paramétrica é de reduzir o índice de atualização das tarifas. Conforme apresentado na Tabela 4.3, o índice de reajuste calculado sem o efeito da fórmula paramétrica resulta 0,51% maior que o calculado segundo o contrato de concessão.

Tabela 4.2: Simulação de Reajuste com Crescimento de Mercado

Componentes do Reajuste	Reajuste Contrato	Reajuste Neutro
Tarifa vigente - R\$/kWh	0,100	0,100
Mercado de Referência GWh	1.000,00	1.000,00
	R\$ Milhões	R\$ Milhões
RA0 - R\$ Milhões	100,00	100,00
Energia Comprada DRA	44,00	44,00
Transporte de Energia DRA	9,00	9,00
Encargos DRA	10,58	11,00
VPA0	63,58	64,00
VPB0	36,42	36,00
Energia Comprada DRP	46,64	46,64
Transporte de Energia DRP	9,54	9,54
Encargos DRP	11,21	11,21
VPA1	67,39	67,39
VPB1	38,61	38,16
RA1	106,00	105,55
IRT	6,00%	5,55%
Tarifa Reajustada - R\$/kWh	0,1060	0,1056

Tabela 4.3: Simulação de Reajuste com Decréscimo de Mercado

Componentes do Reajuste	Reajuste Contrato	Reajuste Neutro
Tarifa vigente - R\$/kWh	0,100	0,100
Mercado de Referência GWh	1.000,00	1.000,00
	R\$ Milhões	R\$ Milhões
RA0 - R\$ Milhões	100,00	100,00
Energia Comprada DRA	44,00	44,00
Transporte de Energia DRA	9,00	9,00
Encargos DRA	11,46	11,00
VPA0	64,46	64,00
VPB0	35,54	36,00
Energia Comprada DRP	46,64	46,64
Transporte de Energia DRP	9,54	9,54
Encargos DRP	12,15	12,15
VPA1	68,33	68,33
VPB1	37,67	38,16
RA1	106,00	106,49
IRT	6,00%	6,49%
Tarifa Reajustada - R\$/kWh	0,1060	0,1065

Quanto maior a participação dos encargos na receita da concessionária e maior as variações do mercado, maior será o efeito causado pela fórmula paramétrica no índice de reajuste das tarifas. Quando os contratos de concessão foram assinados, os encargos setoriais representam apenas de 3% das tarifas⁵⁷. Com isso, o efeito da fórmula paramétrica nos reajustes seria bem menor, no exemplo acima, em torno de 0,10%.

Por outro lado, a inclusão de encargos setoriais nas tarifas de fornecimento de energia elétrica era até conveniente para o setor, dado a essencialidade desse serviço, o que pode inclusive explicar a enorme carga tributária da energia elétrica, em torno de 40% se considerarmos além dos encargos setoriais os tributos estaduais e federais (PIS/COFINS e ICMS) incidentes no faturamento das concessionárias.

Apenas mais recentemente, a partir de 2007, quando os encargos setoriais começaram a representar cerca de 11% das tarifas, é que o efeito da metodologia do reajuste prevista no contrato de concessão começou a ser objeto de estudos mais aprofundados no âmbito da ANEEL, conforme consta no Processo nº 48500.006111/2007-08, e também por outras instituições, como o TCU. A solução encontrada pela ANEEL para corrigir esse efeito foi a assinatura de um aditivo em 2010, de forma a neutralizar os efeitos da variação do mercado sobre a arrecadação dos encargos setoriais. A decisão da agência e os fatos pertinentes a esse processo serão analisados detalhadamente nos próximos capítulos.

Além disso, na época da privatização das empresas, ainda havia uma incerteza muito grande com relação ao comportamento da economia, recém estabilizada, que é uma das principais variáveis que explicam o comportamento do mercado de energia. Nesse contexto, a fórmula de reajuste das tarifas que constava dos contratos de concessão representava um risco para os investidores, pois a sua remuneração final dependeria não apenas da eficiência na prestação do serviço, mas também do comportamento do mercado e da evolução dos custos não gerenciáveis nas tarifas, podendo beneficiá-los ou prejudicá-los.

Em um ciclo tarifário, que corresponde ao período entre duas revisões tarifárias periódicas, o efeito provado pela aplicação da fórmula paramétrica do contrato

⁵⁷ Nota Técnica n. 065/2010-SRE/ANEEL, de 17 de março de 2010.

se acumula a cada ano. Isso porque esse efeito, seja aumentando as tarifas ou diminuindo-as, é incorporado à base tarifária em cada processo de reajuste e se perpetua em todo o ciclo até a próxima revisão. Considerando um ciclo tarifário de quatro anos e supondo que o resultado da simulação com crescimento de mercado irá se repetir em todos os reajustes do ciclo, o efeito acumulado da aplicação da fórmula de reajuste será de 0,5% no primeiro ano, 1% no segundo ano, 1,5% no terceiro ano e 2% no quarto ano, o que dá um total de 5% em quatro anos, o que equivalente a um efeito médio de 1,25% ao ano. Esse resultado está representado na figura abaixo.

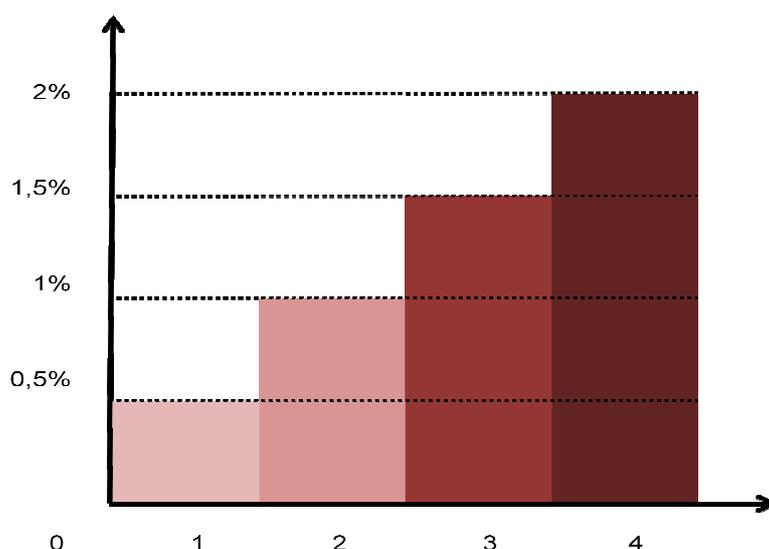


Figura 4.4: Efeito da fórmula do reajuste acumulado no ciclo tarifário

Visto de outra forma, também considerando um cenário de crescimento de mercado, os valores que são incorporados à Parcela B das concessionárias a cada processo de reajuste tarifário, em função da aplicação da fórmula paramétrica do contrato na qual a Parcela B é obtida por diferença, corresponde à receita adicional auferida pela concessionária nos últimos doze meses em função do aumento da arrecadação dos custos fixos. Essa receita adicional é incorporada ao valor da Parcela B nos reajustes e se mantém nas tarifas até a próxima revisão, quando será redefinido o valor da Parcela B que garante o equilíbrio da concessão. A figura abaixo mostra o efeito cumulativo da aplicação da fórmula do reajuste tarifário no valor da Parcela B.

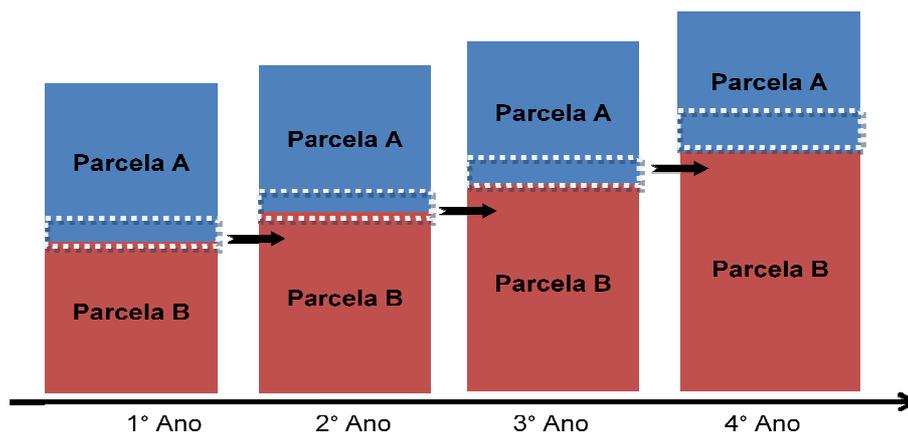


Figura 4.5: Efeito cumulativo da fórmula do reajuste na Parcela B

Dessa forma, é possível dizer que existem dois efeitos associados à alocação de custos fixos nas tarifas e ao risco do mercado: um financeiro, que decorre da arrecadação anual dos custos não gerenciáveis fixos; e um econômico, em função da aplicação da fórmula do reajuste do contrato, que faz com que esse efeito anual seja incorporado à Parcela B, gerando um impacto cumulativo nas tarifas.

4.6 A CVA

Uma vez estabelecidas as tarifas pelos métodos descritos acima, as concessionárias se defrontam com dois riscos típicos do regime do serviço pelo preço: as variações de preços e de mercado que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias. Quando da assinatura dos contratos de concessão, não havia previsão de qualquer mecanismo, contratual ou extracontratual, para compensar as concessionárias pelas variações dos custos e do mercado que ocorriam no período entre os reajustes e revisões tarifárias, o que aparentemente é compatível com o regime de remuneração aplicado à concessão, do serviço pelo preço. Entretanto, considerando que foram incluídos nas tarifas custos de responsabilidades da concessionária, mas que não são totalmente gerenciáveis por ela, como os encargos setoriais, isso gerava um problema quando ocorriam aumentos muito excessivos nos valores desses itens, ameaçando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

O exemplo típico é a desvalorização cambial ocorrida em 1999, que impactou diretamente o custo de aquisição da energia proveniente de Itaipu binacional, fixado em dólar, sem a respectiva cobertura tarifária, o que ensejou a necessidade de se

fazer revisões tarifárias extraordinárias para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Outro exemplo é a crise de oferta de energia em 2001, que levou o governo federal a criar o Programa Emergencial de Racionamento de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE. Com o racionamento de energia imposto pelo governo, as distribuidoras não conseguiram receitas suficientes para a cobertura de seus custos de Parcela A e B, o que levou a criação, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, por meio da Lei nº 10.438/2002. Nesse caso, a redução do mercado em função do PERCEE foi ocasionada por um racionamento de grande proporção e não pelas flutuações naturais do mercado, que fazem parte do risco do negócio e não dão direito ao reequilíbrio econômico e financeiro. Neste caso, foi necessária uma ação do governo (fato do príncipe) para que a ANEEL aplicasse, temporariamente, aumentos tarifários para compensar parcelas das perdas decorrentes do racionamento.

Esses dois eventos, de forte impacto no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, motivaram a criação de um mecanismo extracontratual que anulasse o risco das variações dos custos não gerenciáveis das concessionárias. Esse mecanismo foi denominado de Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, e visa capturar as variações de custos não previstas no cálculo econômico das tarifas, que podem ser positivas (tarifas aumentam) ou negativas (tarifas caem).

A CVA foi regulamentada pela Portaria Interministerial MF/MME n. 296, de 25 de outubro de 2001, posteriormente revogada pela Portaria Interministerial MF/MME n. 25, de 24 de janeiro de 2002, em atendimento ao disposto na Medida Provisória n. 2.227, de 4 de setembro de 2001⁵⁸, nas seguintes condições:

Art. 1º Criar, para efeito de cálculo da revisão ou do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA destinada a

⁵⁸ Art. 1º Não se aplicam as disposições dos §§ 1º e 3º do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, a mecanismo de compensação das variações, ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, a ser regulado, por proposta da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em ato conjunto dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores dos seguintes itens de custo da "Parcela A", de que tratam os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica:

I - repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;

II - transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional; III - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC;

IV - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

V - uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica; VI - compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos – CFURH;

VII – encargo de serviços do sistema – ESS;

VIII - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e

IX – aquisição de energia elétrica.

Art.2º. O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira.

§ 1º A concessionária de distribuição de energia elétrica deverá contabilizar o saldo relativo a cada item da CVA mencionado no art. 1º em conta específica, para efeito de compensação no índice de reajuste tarifário subsequente.

§ 2º A remuneração financeira de que trata o "caput" incidirá sobre o saldo da CVA de cada item da "Parcela A" mencionado no art. 1º desde a data da ocorrência de diferença no valor do item até a data de reajuste tarifário contratual subsequente, e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período.

§ 3º Para fim de apuração do saldo da CVA, o valor do item de custo da "Parcela A" na data de pagamento não poderá incluir multa e juros de mora.

A CVA compara o valor de determinado componente de custo da Parcela A considerado no reajuste tarifário do ano anterior com o gasto efetivamente incorrido pela distribuidora durante os 12 meses de vigência do reajuste. Essa comparação é feita no reajuste subsequente. Se o custo incorrido foi maior do que o valor considerado no reajuste anterior, a empresa é credora dos consumidores, caso contrário, se o custo foi menor que o valor dado no reajuste anterior, a empresa deve aos consumidores e a diferença é repassada no reajuste subsequente. A diferença a ser recebida ou repassada sofre remuneração financeira, pela Taxa SELIC, da data do pagamento até a sua efetiva compensação nos reajustes tarifários.

Dessa forma, o mecanismo da CVA serve, fundamentalmente, para mitigar os riscos associados às variações dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias e, na prática, funciona como se houvesse reajustes mensais da Parcela A, repassando integralmente às tarifas as variações dos seus custos, para mais ou para menos. Por isso, o mecanismo da CVA foi concebido como uma exceção à Lei do Plano Real⁵⁹, que proibiu a indexação da economia, vetando reajustes contratuais inferiores a um ano, com a diferença que nesse caso a aferição e o repasse das variações dos custos é feita apenas anualmente nos reajustes e revisões tarifárias.

O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica, que resulta da aplicação dos índices de reajuste e reposicionamento tarifário, encerra um conceito de custo econômico. A CVA corresponde a um valor financeiro, que não é incorporado à base tarifária, a cada reajuste ou revisão é retirado das tarifas o valor da CVA do ano anterior e incorporado o novo valor que irá vigorar pelos próximos 12 meses. Na prática, a ANEEL calcula a CVA a cada ano conforme disposição legal e incorpora o seu valor nas tarifas por meio de um percentual adicionado ou subtraído dos índices de reajuste e revisão tarifária, calculados segundo o contrato de concessão.

Após o cálculo do saldo da CVA, que se refere às variações dos custos da Parcela A nos últimos doze meses, é preciso verificar se esse valor foi efetivamente compensado pela aplicação das novas tarifas ao mercado dos próximos doze meses. Essa aferição é feita no reajuste ou revisão tarifária subsequente, conforme § 4º, art. 3º, da Portaria n. 25/02, transcrito a seguir:

Art. 3º. O saldo da CVA deverá ser compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária nos 12 (doze) meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual, sendo eventual diferença considerada no cálculo do reajuste tarifário seguinte.

§ 1º Durante o período de que trata o "caput", o saldo da CVA não compensado será remunerado com base na taxa de juros SELIC para o período, até a data de sua efetiva compensação.

§ 2º Para efeito de cálculo da tarifa, a remuneração futura dos saldos da CVA será calculada utilizando-se uma taxa de juros para o período de 12 (doze) meses subsequente à data do reajuste tarifário anual.

§ 3º A taxa de juros projetada de que trata o § 1º deste artigo será dada pela menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos

⁵⁹ A Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001.

financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste tarifário anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses.

§ 4º No final do período que trata o "caput", verificar-se-á se o saldo da CVA foi efetivamente compensado, levando-se em consideração as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 (doze) meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada, sendo eventual diferença na compensação do saldo da CVA considerada no reajuste tarifário anual subsequente.

Dessa forma, em cada reajuste ou revisão tarifária é preciso calcular o saldo da CVA em processamento e o saldo da CVA do anterior.

Com a ampliação da participação dos custos não gerenciáveis nas tarifas, a forma de cálculo da CVA também passou a ser objeto de estudos específicos pelo regulador, visto que as variações de mercado, que poderiam compensar as variações de preço, não eram consideradas na apuração da CVA. Por exemplo, o aumento do valor de um encargo setorial, que ocorre no período entre reajustes e revisões tarifárias, pode ser compensado pelo próprio crescimento do mercado, que acarreta uma receita maior para a concessionária, não necessitando de aumentos tarifários adicionais para compensar aquele aumento de custo. Por outro lado, uma redução no custo de um encargo setorial pode ser compensada por uma redução do mercado, e, nesse caso, não haveria necessidade de devolução de valores aos consumidores, reduzindo as tarifas. Entende-se que a CVA teria eliminado o risco do preço, mas não o risco do mercado. Essa questão também foi objeto de análise no processo dos aditivos contratuais, sendo discutida nos próximos capítulos.

Nesse momento, cabe destacar apenas um dos fatos que comprovam que a CVA, tal como concebida pela Portaria n. 25/2002, não visou capturar o efeito das variações do mercado sobre a arrecadação dos custos da Parcela A, é que foram incluídos no seu mecanismo apenas aqueles itens cuja data de alteração de seus valores não coincidiam com a data de alteração das tarifas das concessionárias, imputando a elas o risco das variações de custo que ocorrerem entre as datas dos reajustes e revisões

tarifárias. Os demais itens de custo da Parcela A, como RGR, TFSEE e encargos de conexão, também definidos em cotas fixas anuais, não foram incluídos na CVA, pois a data da variação de seus valores coincide com a data de alteração das tarifas das concessionárias, não havendo variações de custo entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias. Entretanto, quando se trata de custos fixos, tanto aqueles que estão na CVA como aqueles que não estão sofrem os efeitos das variações do mercado sobre a arrecadação de seus valores.

4.7 CONCLUSÃO

Pela análise conjunta da teoria da regulação econômica e das disposições legais e contratuais vigentes, viu-se que o regime de remuneração aplicado às concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil é o serviço pelo preço, ou *price cap*, que pressupõe a prestação do serviço público adequado, por conta e risco do concessionário, a apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade, e o atendimento aos princípios de modicidade tarifária e incentivos à eficiência.

No serviço pelo preço não há uma correspondência direta entre receitas e despesas da concessionária, o resultado econômico-financeiro depende de uma série de variáveis, algumas controláveis, outras não. O risco do negócio, presente em qualquer mercado onde atua a livre iniciativa, também está presente, em certa medida, na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, com a diferença de que nesse caso o Estado, devido à competência lhe foi conferida pela Constituição Federal, é o responsável último pela continuidade, regularidade e qualidade do serviço, dessa forma, se uma concessionária não está prestando o serviço de forma adequada, observando as condições impostas pelo Poder Concedente, deverá ser substituída por outra ou pelo próprio Estado.

A consideração de custos não totalmente gerenciáveis pelas concessionárias na formação das tarifas significa uma adaptação ao regime *price cap* original, que impôs um risco adicional ao negócio e uma maior complexidade à regulação, na medida em que sobre esses valores não se aplicam as metodologias de regulação por incentivos consagradas pela literatura econômica. Diante do aumento do risco do negócio e da incompletude dos contratos de concessão, a forma encontrada pelo legislador para contornar o problema foi a criação de um mecanismo extracontratual com a finalidade

de compensar as concessionárias pelas variações dos valores dos custos não gerenciáveis não consideradas nas metodologias de reajuste e revisão das tarifas definidas nos contratos de concessão.

Os efeitos causados pelo aumento da participação dos custos não gerenciáveis nas tarifas, bem como os mecanismos de mitigação de risco das concessionárias foram objeto de ampla discussão no setor nos anos de 2009 e 2010, resultando na celebração do aditivo aos contratos de concessão, cujos termos serão analisados no próximo capítulo.

5 OS ATORES E SUAS PREFERÊNCIAS

5.1 INTRODUÇÃO

Os procedimentos de cálculo das tarifas têm sido objeto de estudo específico da ANEEL desde outubro de 2007, quando foi aberto processo administrativo para tratar da questão, em atendimento a uma solicitação da Diretoria Colegiada da Agência, que buscava explicações para os aumentos tarifários verificados acima dos índices de inflação da economia.⁶⁰

Como resultado dos estudos realizados pela Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL, foi identificado um efeito provocado pela fórmula de reajuste das tarifas constante dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Conforme analisado no capítulo anterior, esse efeito pode aumentar ou reduzir a receita das concessionárias, em função das variações do mercado e da participação dos custos fixos nas tarifas, particularmente os encargos setoriais.

Paralelamente, o TCU, por solicitação da Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, realizava auditorias nos processos de reajuste e revisão da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e da CEMIG Distribuição S/A, também com o objetivo de identificar os motivos do descolamento entre as variações das tarifas e os índices de preço. Nessas auditorias, o TCU identificou o mesmo efeito provocado pela fórmula de reajuste dos contratos que havia sido apontado pela ANEEL em suas Notas Técnicas.

O MME foi envolvido nesse processo em outubro de 2008, quando a ANEEL, encaminhou àquele órgão uma proposta de alteração da Portaria Interministerial n. 25/2002, que trata da Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), por entender que a mesma necessitava de adequações. A alteração era considerada pela ANEEL como uma das medidas necessárias para aprimorar os procedimentos de cálculo das tarifas, de forma a promover a neutralidade dos itens de custo não gerenciáveis pelas concessionárias (energia comprada, transporte e encargos), que compõem a denominada Parcela A de suas receitas. Em síntese, a proposta submetida à apreciação do Ministério visava considerar no cálculo da CVA os

⁶⁰ Processo 48500.006111/2007-08.

efeitos da variação do mercado sobre a arrecadação dos custos não gerenciáveis, principalmente os encargos setoriais, neutralizando os riscos de preço e de mercado sobre esses itens de custos. Conforme será discutido a seguir, essa medida não era considerada pela ANEEL como a mais consistente, mas a mais rápida para resolver o problema.

Em junho de 2009 foi instaurada na Câmara dos Deputados a Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI), denominada “CPI das Tarifas”, que destinava-se a investigar a formação dos valores das tarifas de energia elétrica no Brasil, a atuação da ANEEL na autorização dos reajustes e revisões tarifárias e os motivos de a tarifa média de energia elétrica no Brasil ser maior do que em nações do chamado G7, grupo dos sete países mais desenvolvidos do mundo.

Os próprios dirigentes da ANEEL e representantes do MME e do TCU já tinham se pronunciado nas audiências promovidas pela CPI a respeito do efeito provocado pela fórmula do reajuste tarifário anual constante dos contratos de concessão de distribuição e da conseqüente não neutralidade da Parcela A. A CPI estava caminhando para o seu encerramento, sem que tivesse sido identificada qualquer irregularidade nos procedimentos de cálculo das tarifas realizados pela ANEEL, quando, em outubro de 2009, a questão veio à tona, a partir de ampla divulgação pela imprensa. Com isso, a CPI ganhou força e o tema passou a ser objeto de análise de toda a sociedade brasileira, inclusive do meio acadêmico, obrigando a ANEEL, o governo, os órgãos de fiscalização e controle e as concessionárias a se manifestarem mais claramente sobre a questão.

Nesse novo contexto, o processo acabou tomando um rumo um pouco diferente daquele imaginado inicialmente pela ANEEL, que inclusive passou a ser apontada como a principal instituição responsável pelo problema, bem como a única capaz de solucioná-lo, o que foi determinante para o resultado final do processo. Diante da forte pressão social e política para encontrar uma rápida solução para o problema, do recuo do Ministério em alterar a Portaria da CVA e do ambiente favorável para uma negociação com as distribuidoras, a ANEEL acabou optando por propor um aditivo bilateral aos contratos de concessão, de forma a corrigir o efeito causado pela fórmula do reajuste tarifário anual, garantindo a neutralidade da Parcela A. Por entender que a fórmula de reajuste das tarifas constituía cláusula essencial do contrato, esta não poderia

ser alterada unilateralmente pelo Poder Concedente.

Com isso, em 06 de novembro de 2009 foi aberta a Audiência Pública n. 043/2009, com objetivo de colher subsídios e informações adicionais de toda a sociedade sobre a proposta de aditivo aos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica visando a neutralidade da Parcela A. Após a análise das contribuições e negociações com as distribuidoras, o texto final do aditivo foi aprovado pela Diretoria da ANEEL em fevereiro de 2010, sendo que todas as concessionárias de distribuição concordaram em assiná-lo.

Entretanto, mesmo resolvendo o problema a partir do ano de 2010, restava ainda decidir sobre a necessidade ou não de ressarcimentos dos consumidores pelos resultados dos reajustes tarifários processados com base na regra antiga. Com isso, em 28 de maio de 2010 foi aberta nova audiência pública, a AP 033/2010, com o objetivo de obter subsídios e informações para a análise da legalidade da aplicação da fórmula de reajuste que constava dos contratos de concessão de distribuição e da necessidade de compensação ou devolução de valores aos consumidores. Em 14 de dezembro de 2010, a ANEEL decidiu pela legalidade dos contratos, negando tratamento retroativo da metodologia que garante a neutralidade dos encargos setoriais nos reajustes tarifários processados até 2009.

A decisão da Agência ao longo de todo o processo teve o respaldo da Procuradoria Geral da ANEEL, que, por meio de pareceres jurídicos, atestou a legalidade de todos os reajustes processados a partir da assinatura dos contratos de concessão até o ano de 2009, por entender que estes seguiram rigorosamente as regras contratuais vigentes e a política tarifária definida pela legislação, que alocava o risco de mercado às concessionárias e permitia a apropriação de ganhos de eficiência e de produtividade, inclusive derivados do aumento da escala do negócio. Também foi atestada a legalidade da solução encontrada pela Agência, de propor um aditivo contratual bilateral, sendo que a mudança foi entendida como uma evolução natural do processo regulatório em resposta às mudanças graduais no contexto econômico no qual o serviço de distribuição é prestado.

Mas esse entendimento está sendo contestado na Justiça pelo Ministério Público Federal, que, ao contrário da ANEEL, defende enriquecimento ilícito por parte das distribuidoras, havendo a necessidade de ressarcimento dos consumidores de

energia, e contesta, inclusive, a necessidade de assinatura de um aditivo contratual bilateral para resolver o problema, bem como o resultado alcançado por este, que ao ver daquela instituição não teria garantido a neutralidade plena da Parcela A.

A seguir serão descritas, de forma mais detalhada, as manifestações dos principais atores envolvidos neste evento regulatório, e que de forma direta ou indireta acabaram interferindo nos resultados alcançados até o momento. Para uma melhor compreensão dos fatos, o capítulo está estruturado de forma cronológica, evidenciando a evolução da tomada de decisão dos atores ao longo do tempo.

5.2 A IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

A ANEEL manifestou-se acerca dos efeitos causados pelos procedimentos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica por meio de inúmeras notas técnicas emitidas pela SRE e também pareceres jurídicos emitidos pela Procuradoria Geral da ANEEL, que analisaram as questões legais relacionadas ao tema⁶¹. Mas mesmo antes da abertura do primeiro processo administrativo que tratou da questão, em outubro de 2007, a ANEEL já tinha se manifestado sobre o tema por meio de declarações informais feitas pelos seus dirigentes nas reuniões públicas da Diretoria que aprovaram os reajustes tarifários das concessionárias⁶².

Naquela época, as próprias concessionárias de distribuição ajudaram a motivar a realização de estudos aprofundados pela ANEEL para o aprimoramento dos procedimentos de cálculo das tarifas, na medida em que questionavam constantemente a Agência pela forma com que os componentes financeiros eram considerados nos reajustes tarifários. Esses componentes financeiros não estavam previstos nos contratos de concessão, mas eram considerados nos cálculo das tarifas por força de Lei, o

⁶¹ Todos os documentos estão disponíveis em www.aneel.gov.br, nas Audiências Públicas n. 043/2009 e 033/2010. E também podem ser obtidos por meio de pedido de cópia dos Processos n.48500.006111/2007-08 e 48500.006802/2009-65. Os principais documentos de análise desse processo são: Nota Técnica n. 274/2008-SRE/ANEEL, de 05/09/08; Nota Técnica n. 327/2008-SRE/ANEEL, de 23/10/08; Nota Técnica n. 366/2009-SRE/ANEEL, de 04/11/09; Nota Técnica n. 022/2010-SRE/ANEEL, de 28/01/10; Nota Técnica n. 065/2010-SRE/ANEEL, de 17/03/10; Parecer n. 650/2008-PF/ANEEL, de 23/10/08; Parecer n. 1059/2009-PF/ANEEL, de 20/10/09; Parecer n. 1161/2009-PF/ANEEL, de 04/11/09; Parecer n. 037/2010-PGE/ANEEL, de 28/01/10; Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL, de 20/07/10; e Parecer n. 037/2011-PGE/ANEEL, de 18/01/11.

⁶² As reuniões da Diretoria são públicas, acontecem semanalmente, geralmente nas terças-feiras, e são transmitidas pela *internet*, em: www.aneel.gov.br.

exemplo típico é a CVA.

Em geral, os componentes financeiros correspondem à compensação pela variação de valores que não foram previstos no cálculo econômico das tarifas, feito conforme regras de reajuste e revisão previstas no contrato de concessão, como é o caso da CVA, ou pela concessão de subsídios ou desconto tarifários a certas classes de consumidores de energia elétrica, como a residencial baixa renda, os irrigantes e outros. Um componente financeiro pode corresponder a uma perda ou a um ganho de receita para a distribuidora. No primeiro caso, as tarifas são aumentadas de forma a ressarcir as concessionárias por algum desequilíbrio econômico-financeiro, e, no segundo, as tarifas são reduzidas para que os valores arrecadados a mais pelas concessionárias sejam devolvidos aos seus consumidores.

Acontece que dos componentes financeiros considerados nas tarifas, apenas a CVA prevê expressamente na legislação de sua criação um mecanismo de compensação pela não recuperação dos valores reconhecidos no último reajuste ou revisão tarifária, em função da aplicação das tarifas vigentes ao mercado da concessionária⁶³. Dessa forma, as concessionárias pleiteavam junto a ANEEL a consideração dos efeitos da variação do mercado na recuperação de todos os componentes financeiros, mesmo não havendo previsão legal para isso.

A Nota Técnica n. 274/2008-SRE/ANEEL, de 05 de setembro de 2008, apresenta o primeiro diagnóstico da Agência Reguladora acerca dos procedimentos de cálculo das tarifas. Analisando os contratos de concessão, chega-se à conclusão de que os reajustes tarifários têm como objetivo:

- (i) dar cobertura para os itens de custo não gerenciáveis pelas concessionárias, que compõem a Parcela A da receita (encargos setoriais, transporte e compra de energia), por meio do repasse dos valores vigentes desses custos na data do reajuste; e
- (ii) manter o poder de compra da parcela da receita gerenciável pela concessionária, denominada Parcela B (custos operacionais, remuneração e quota de reintegração do capital), compartilhando com os consumidores os ganhos de produtividade passíveis de serem auferidos pela concessionária,

⁶³ Art. 3º da Portaria Interministerial n. 25/2002.

por meio da aplicação do IGPM – X.

Além disso, como não estava previsto nos contratos de concessão qualquer mecanismo para capturar as variações nos custos não gerenciáveis que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões, foi criada a CVA, um componente financeiro extracontratual que compensa as concessionárias pelas variações de custo não previstas no cálculo econômico das tarifas. Com isso, evitar-se-iam sucessivas revisões tarifárias extraordinárias para restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro do contrato.

Entretanto, identificou-se que a CVA, da forma como foi definida pela Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25 de outubro de 2001, posteriormente revogada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, não garantia o que se convencionou chamar de neutralidade da Parcela A, pois ainda permitia que houvesse perdas ou ganhos para as concessionárias nos itens de custo não gerenciáveis, principalmente os encargos setoriais, que são pagos por elas em cotas fixas anuais. Isso porque o saldo da CVA corresponde às diferenças mensais entre o valor do item de custo da Parcela A na data do seu pagamento e o valor desse mesmo item de custo considerado no último reajuste ou revisão da concessionária. Com isso, captura-se o efeito financeiro das variações de custo, mas ignorava-se o efeito da variação do mercado sobre a receita das concessionárias, que se dá mediante a aplicação das tarifas vigentes ao mercado realizado, e que poderia compensar ou até potencializar o efeito das variações nos custos.

Além disso, foram incluídos no cálculo da CVA apenas aqueles itens de custo da Parcela A cujas datas de alteração de seus valores não eram concatenadas com a data de alteração das tarifas das concessionárias, imputando a elas o risco da variação de preço. Mas existem outros itens da Parcela A, como a RGR, a TFSEE e os encargos de conexão, que, embora não imputem o risco da variação de preço, são afetados da mesma forma pela variação do mercado, de tal forma que os valores arrecadados com a aplicação das tarifas ao mercado podem ser maiores ou menores que os valores considerados no último reajuste ou revisão tarifária.

Entendia-se que a criação da CVA teria alterado a política tarifária inicial definida para o setor, de serviço pelo preço, aproximando-a parcialmente do serviço pelo custo, pelo menos no que se refere à Parcela A. Entretanto, tal mecanismo, tal como concebido, gerava uma distorção tarifária, na medida em que não considerava o

efeito da variação do mercado sobre a arrecadação desses custos. Tinha-se eliminado o risco de preço, mas não o de mercado, comprometendo-se a neutralidade da Parcela A.

Por outro lado, também se verificou que a fórmula paramétrica do reajuste tarifário que constava dos contratos de concessão, ao calcular a Parcela B pela diferença entre a receita total dos últimos doze meses e o valor da Parcela A ($VPB0 = RA0 - VPA0$), fazia com que a receita da concessionária relativa à cobertura dos custos gerenciáveis variasse anualmente não apenas em função do comportamento do mercado e da atualização pelo IGP-M menos o Fator X, mas também em função da participação dos custos fixos na Parcela A. Este efeito também comprometia o conceito de neutralidade da Parcela A, na medida em que os ganhos e as perdas associadas à arrecadação dos custos não gerenciáveis eram incorporados anualmente à Parcela B nos reajustes, e de forma cumulativa, conforme analisado no capítulo anterior.

A não neutralidade da Parcela A é tanto maior quanto maior a participação dos encargos setoriais nas tarifas e quanto maior for a variação do mercado, podendo imputar perdas ou ganhos às concessionárias. Entretanto, em um cenário de crescimento contínuo do mercado, conforme verificado nos últimos anos, a aplicação da fórmula do reajuste tarifário anual e da metodologia de cálculo da CVA acabaram favorecendo as concessionárias.

Conforme apresentado no capítulo anterior, a razoabilidade da fórmula do reajuste deve-se ao próprio contexto econômico e político da época da privatização das empresas de distribuição de energia elétrica, onde era razoável supor que, pela pequena participação dos encargos setoriais nas tarifas e pela incerteza quanto ao comportamento do mercado de energia, estes custos não causassem grandes riscos às concessionárias. Além disso, até a primeira revisão tarifária periódica das concessionárias, o que veio a acontecer 3, 4 ou 5 anos após a assinatura dos contratos de concessão, não se sabia o real valor da Parcela B, por isso optou-se por calculá-la por meio da diferença entre a receita total e a Parcela A. Com relação ao cálculo da CVA, até o ano de 2003, não era possível saber exatamente quanto tinha sido arrecadado pela concessionária de cada item de custo que compõe a sua receita nos reajustes e revisões tarifárias, isso porque as tarifas de fornecimento não eram abertas em seus diversos componentes (energia comprada, transporte, encargos setoriais e custos da distribuição), o que só pode ser feito com a separação dos contratos de compra de energia dos contratos de conexão e

uso dos sistemas de distribuição e transmissão, imposta pelo Dec. 4.562/2002.

Em síntese, verificou-se que a fórmula paramétrica constante do contrato de concessão para o cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT não conseguia garantir a neutralidade da Parcela A, pois não capturava as variações dos custos que ocorriam entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias, e a CVA, que havia sido criada para isso, não capturava os efeitos da variação de mercado sobre a receita da concessionária, gerando distorções em seus cálculos.

Com relação aos demais itens financeiros, conforme questionamentos apresentados pelas concessionárias, de fato, os procedimentos de cálculo utilizados pela ANEEL não consideravam os efeitos da variação do mercado sobre a compensação desses valores, uma vez que não havia respaldo legal para isso, a não ser para a CVA. Na verdade, as variações de mercado eram entendidas até o momento como risco da concessionária, dado pela política tarifária do setor, independentemente de estar surtindo efeito sobre os custos gerenciáveis ou não gerenciáveis.

5.3 A ESTRATÉGIA INICIAL, SOLUÇÃO *SECOND-BEST*

Considerando o novo contexto formado para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, com o aumento da participação dos encargos setoriais nas tarifas, com o crescimento contínuo do mercado de energia e com a criação da CVA, que teria alterado a política tarifária inicial definida para o setor, e diante das constatações acima, a ANEEL identificou a oportunidade e a conveniência de se alterar os procedimentos de cálculo das tarifas de forma a garantir-se a neutralidade da Parcela A, o que se daria por meio das seguintes medidas:

- (i) alteração da metodologia de cálculo da CVA, para considerar a comparação entre os valores pagos e os efetivamente faturados pelas concessionárias;
- (ii) consideração do comportamento do mercado na compensação dos valores faturados de todos os componentes financeiros; e
- (iii) elaboração de proposta a ser colocada em Audiência Pública para o recebimento de informações adicionais e contribuições da sociedade, objetivando o aprimoramento da fórmula do reajuste tarifário anual dos

contratos de concessão das distribuidoras, de forma a não mais calcular a Parcela B por meio da diferença entre a receita total e a Parcela A.

Com a alteração do contrato de concessão, a Parcela B, definida nos reajustes tarifários, refletiria apenas o comportamento do mercado e do IGPM – X, garantindo que o equilíbrio econômico e financeiro definido na última seja mantido ao longo de todo o ciclo tarifário. Entretanto, por entender que as regras de reajuste e revisão constituem cláusulas essenciais do contrato de concessão, que não podem ser alteradas unilateralmente pelo Poder Concedente, qualquer alteração nessas regras necessitaria do envolvimento das distribuidoras.

Dessa forma, naquele momento, como não havia perspectiva de aceitação do aditivo por parte das concessionárias, que num contexto de crescimento contínuo do mercado perderiam receita com ele, optou-se primeiro por garantir a alteração da metodologia de cálculo da CVA, que dependia apenas da aprovação dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda. Em um segundo momento seria aberta audiência pública para propor aditivo contratual que corrigiria o efeito provocado pela fórmula do reajuste.

Entendia-se que, uma vez alterada a Portaria da CVA, não haveria mais possibilidade de ganhos ou perdas anuais relativos aos itens de custo não gerenciáveis, criando-se, com isso, um contexto mais favorável para a aceitação do aditivo por parte das distribuidoras. Com a garantia da alteração da CVA, corrigindo os efeitos financeiros da não neutralidade da Parcela A, uma boa parcela dos riscos associados ao *price cap* estaria eliminado. Portanto, não haveria mais como justificar a manutenção do efeito causado pela fórmula do reajuste tarifário anual.

Para avaliar a viabilidade jurídica da proposta de alteração da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002, a Nota Técnica n. 274/2008-SRE/ANEEL foi encaminhada para a análise da Procuradoria Geral da ANEEL, que emitiu o Parecer 650/2008-PF/ANEEL, de 23 de outubro de 2008, onde conclui que: a CVA havia sido criada como exceção à Lei do Real (Lei n. 10.192/01), com a finalidade de capturar exclusivamente as variações de preço dos itens de custo da Parcela A, que não estavam concatenados com a data de reajuste das distribuidoras, evitando-se, com isso, revisões tarifárias extraordinárias sucessivas; e que a proposta de alteração da sua metodologia trazia significativa evolução para a regulação do segmento de distribuição, pois

garantiria que não haveria mais perdas ou ganhos relativos aos itens de custos não gerenciáveis pelas concessionárias, sendo viável e necessária a proposta de alteração da Portaria da CVA.

Dessa forma, em 28 de outubro de 2008 a Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu submeter ao MME proposta de alteração da Portaria Interministerial n. 25/2002, de modo a possibilitar a implementação dos aprimoramentos necessários⁶⁴:

- (i) considerar na apuração do saldo da CVA a comparação dos valores pagos com os efetivamente faturados pela concessionária relativos aos itens da Parcela A;
- (ii) incluir todos os itens da Parcela A no cálculo da CVA, inclusive aqueles cuja data de alteração do respectivo valor estava concatenada com a data do reajuste tarifário da concessionária; e
- (iii) compensar os valores de todos componentes financeiros adicionais, levando-se em conta também o comportamento do mercado da concessionária, assim como é feita para a compensação do saldo da CVA.

Foram realizadas várias reuniões técnicas entre os representantes da ANEEL e do MME, com intuito de esclarecer os objetivos das alterações propostas e definir a redação final da nova Portaria. O pedido de alteração da Portaria foi reiterado em 15 de julho de 2009, por meio do Ofício n. 139/2009-DR/ANEEL, por meio do qual foi encaminhada alterações na proposta inicial que havia sido encaminhada. Essa nova proposta resultava das reuniões técnicas realizadas com representantes daquele Ministério, onde se identificou a necessidade de adequações na proposta inicial. Em 13 de agosto de 2009, realizou-se reunião conjunta com a ANEEL, o MME e o Ministério da Fazenda - MF, que também era responsável pela emissão da Portaria. Nessa ocasião solicitou-se urgência na manifestação dos Ministérios em relação à proposta de alteração da CVA.

Inicialmente, a proposta foi entendida pelo MME como viável e necessária, o que pode ser comprovado pelo Parecer CONJUR/MME n. 335/2009, de 21 de julho

⁶⁴ A proposta de alteração da CVA foi encaminhada ao Ministério em 03 de novembro de 2010, por meio do Ofício n. 267/2008-DR/ANEEL.

de 2009, emitido pela Consultoria Jurídica daquele órgão. Segundo consta desse Parecer, a CVA, tal como definida na Portaria n. 25/2002, não considerava as variações de mercado porque não era possível precisar o quanto era faturado de cada item da Parcela A ou da Parcela B. Sabia-se apenas o valor total da tarifa de fornecimento. Essa segregação só foi possível com a edição do Decreto n. 4.562/2002. Da conclusão do Parecer, extrai-se o seguinte trecho:

100. Com base em tudo o que foi exposto, conclui-se pela possibilidade jurídica de revogação da Portaria Interministerial MF/MME n. 025, de 24 de janeiro de 2002, com a edição da nova Portaria a respeito da Conta de compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, nos termos da minuta encaminhada pela ANEEL, com as alterações sugeridas pela Secretaria de Energia Elétrica deste Ministério, além da contida no item 99 deste Parecer Jurídico.

Entretanto, a aprovação desta medida no Ministério não parece ter sido uma tarefa politicamente muito fácil, dado que após um ano do recebimento da proposta encaminhada pela ANEEL, a decisão ainda não tinha sido tomada. Uma das explicações para esse atraso é a interferência das distribuidoras no processo, que passaram a solicitar reuniões constantes naquele órgão, na busca de comprovar a ilegalidade da proposta. Além disso, é preciso considerar que algumas distribuidoras pertencem à União (CEAL, CEPISA e todas que atendem os Sistemas Isolados no Norte do país).

Em uma dessas reuniões, realizada em 03 de fevereiro de 2009, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE defendeu que a alteração da CVA, conforme proposto pela ANEEL, ao considerar em seu cálculo o efeito das variações do mercado, feria o contrato de concessão e a política tarifária do setor, que teria alocado os riscos do mercado às concessionárias. Segundo a ABRADDEE, a CVA não teria sido criada para alterar essa política tarifária, mas tão somente para capturar as modificações nos preços que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias. Dessa forma, a ABRADDEE considerava que a alteração da CVA, garantindo a neutralidade da Parcela A, representava uma alteração unilateral do contrato.

Interessante que a ABRADDEE também não entendia a criação da CVA como uma alteração unilateral do contrato, assim como entendia a sua alteração para considerar as variações do mercado. Segunda afirma a associação em sua manifestação

no MME, a CVA teria resultado de um longo processo negocial, após anos de perdas das distribuidoras com as variações dos custos da Parcela A. Mas se tinha sido assim quando da sua criação, também poderia ser assim quando da sua alteração, após verificar que seu cálculo não considerava importante variável na apuração das perdas das concessionárias, que é a variação do mercado. Parece lógico considerar que a compensação financeira só é necessária mediante a comprovação da perda, ou seja, após verificar que a variação do custo da Parcela A de fato impôs uma perda à concessionária, o que só pode ser feito mediante a comparação entre o custo da concessionária e a sua receita. Caso contrário, é melhor que a CVA nem exista, deixando que os riscos de preço e de mercado se compensem, tal como concebido pela política tarifária inicial, dessa forma o resultado final seria mais equilibrado. Mas, infelizmente, essa hipótese nem chegou a ser cogitada pela ANEEL, que ainda tinha esperança de que a alteração da CVA fosse efetivada pelo Ministério. Mas o fato é que as manifestações da ABRADDEE acabaram atrasando o processo, que tomou um rumo um pouco diferente com o desenrolar dos fatos.

5.4 A ATUAÇÃO DO ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE

Paralelamente aos estudos realizados pela ANEEL, o Tribunal de Contas da União - TCU fazia auditorias nos processos de reajuste e revisão das concessionárias CEMIG e CELPE. Essas auditorias, solicitadas pela Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, foram realizadas pela Secretaria de Fiscalização de Desestatização – SEFID, que identificou falha conceitual na fórmula paramétrica constante do contrato de concessão de distribuição, na medida em que esta não considerava a demanda futura no cálculo das tarifas, levando ao desequilíbrio econômico-financeiro do contrato. Tal como identificado pela ANEEL, a SEFID conclui que o problema estava no cálculo da Parcela B por meio da diferença entre a receita dos últimos dozes meses e a Parcela A. Entretanto, a SEFID não disse claramente que o problema está no contrato. Segunda aquela secretaria, existia uma falha metodológica, que causava um prejuízo da ordem de R\$ 1 bilhão ao ano para os consumidores, o que poderia representar uma redução de um ponto percentual nos índices de reajuste das tarifas. Segundo a SEFID:

61. Como foi demonstrado ao longo das análises apresentadas, a citada falha metodológica remunera ilegalmente as concessionárias de

energia elétrica em detrimento do interesse público e gera impactos de alta materialidade e prejuízos para o usuário de pelo menos R\$ 1 bilhão ao ano.

62. Nesse sentido, torna-se imprescindível corrigir a metodologia de reajuste tarifário atual, presente nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica. Para isso, o ente regulador deve criar mecanismos que não permitam que ganhos de escala advindos do crescimento da demanda sejam indevidamente absorvidos pela Parcela B.

Acatando as recomendações da SEFID, o TCU emitiu o Acórdão n. 2.210/2008-TCU-Plenário, de 08 de outubro de 2008, o qual determina à ANEEL que tome providências para a adequação da metodologia do reajuste tarifário, com vistas a corrigir as inconsistências no cálculo da Parcela B, que estaria absorvendo indevidamente ganhos decorrentes do aumento de demanda, causando o desequilíbrio do contrato de concessão. Além disso, aquele Corte solicitou à ANEEL que avaliasse o impacto no equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras em função da aplicação da metodologia vigente nos reajustes processados do início da concessão até o presente momento. Cabe ressaltar que, apesar das determinações acima, o Acórdão atestou a atuação da ANEEL no cálculo dos reajustes tarifários, conforme parágrafo do Voto do Relator reproduzido a seguir.

14. A partir das análises realizadas, pode-se afirmar que os resultados dos procedimentos e cálculos realizados pela ANEEL nos referidos processos encontram-se em conformidade com as regras de reajuste estabelecidas nos contratos de concessão.

Por meio da Nota Técnica n. 327/2008-SRE/ANEEL, de 23 de outubro de 2008, a ANEEL interpôs embargos de declaração e pedido de reexame em face do Acórdão n. 2.210/2008-TCU-Plenário, apresentando as considerações que se seguem:

- (i) não há que se falar em ilegalidade, inconsistência ou falha metodológica, uma vez que a metodologia de cálculo dos reajustes tarifários está definida no contrato de concessão firmado pelo Poder Concedente em consonância com a legislação pertinente e nos limites da discricionariedade que lhe foi concedida pelo Legislador;
- (ii) ilegalidade será cometida pela ANEEL se não aplicar a metodologia prevista no contrato de concessão, já que conforme art. 3º da Lei n. 9.427/96, compete à ANEEL “*V – homologar reajustes e proceder à revisão*”

tarifária das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”, e de acordo com o art. 15 da mesma Lei as tarifas máximas do serviço público serão fixadas “IV – em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato”;

(iii) a possibilidade de ganhos ou perdas em função da variação da demanda é perfeitamente compatível com o regime de serviço pelo preço e com a regulação por incentivos, conforme política tarifária definida nas Leis n. 8.987/95 e 9.427/96.

(iv) *“qualquer tipo de análise que não leve em consideração o contexto histórico, a evolução dos contratos de concessão ou as condições vigentes em cada momento, corre sério risco de chegar a conclusões incorretas ou parciais quanto ao processo regulatório”.*

(v) quanto à alegação de alta materialidade dos prejuízos supostamente causados aos consumidores, a área técnica da ANEEL apresentou uma simulação onde a redução de 1% nas tarifas, calculada pela SEFID, representaria uma economia para o consumidor de apenas R\$ 0,0025 por kilowatt-hora consumido, em torno R\$ 1,0 de uma conta luz mensal média.

Em 12 de novembro de 2008, foi emitido o Acórdão n. 2.544/2008-TCU-Plenário, que decidiu revogar o Acórdão anterior e determinar à SEFID que fizesse novos estudos em função do pedido de reexame formulado pela ANEEL. Essa decisão é pouco divulgada pela imprensa e pelas instituições que contestam as decisões da ANEEL. A decisão deste último Acórdão está transcrita abaixo:

9. Acórdão:

Vistos, relatados e discutidos estes autos de embargos de declaração opostos pela ANEEL contra acórdão 2.210/2008-Plenário;

Acórdão os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão plenária, ante as razões expostas pelo relator em:

9.1. Conhecer dos embargos de Declaração, uma vez satisfeitos os requisitos de admissibilidade previstos nos artigos 32 II, e 34 da Lei n.º 8443/92, para no mérito, acolhê-los;

9.2. Tornar insubsistente o teor do acórdão n.º 2210/2008-plenário;
(...)

Em 08 de julho de 2009, a SEFID emitiu novo relatório, onde apresenta análise acerca das considerações feitas pela ANEEL, tendo se pronunciado da seguinte forma:

- (i) os ganhos de eficiência provenientes da prestação do serviço, como a redução de custos operacionais, devem ser apropriados pelas distribuidoras, em consonância com o modelo do serviço pelo preço, entretanto, ganhos derivados do aumento da escala do negócio relacionados com a parcela da receita na qual a empresa atua apenas como agente arrecadador (encargos setoriais), devem ser integralmente repassados aos consumidores;
- (ii) não se trata da simples aplicação da fórmula do reajuste que consta do contrato, mas da incapacidade dos mecanismos tarifários vigentes de capturar os ganhos de receita decorrentes da arrecadação de encargos setoriais;
- (iii) o equilíbrio econômico-financeiro do contrato não é alcançado apenas pela aplicação da fórmula do reajuste, mas da utilização harmônicas de todos os mecanismos de cálculo das tarifas (reajuste, revisão e CVA), que atualmente revelam-se ineficientes;
- (iv) a discricionariedade técnica atribuída à ANEEL, ao definir metodologias que transferem às distribuidoras os ganhos não decorrentes da eficiência na prestação do serviço, fere os princípios de eficiência e modicidade tarifária definidos na legislação do setor (Lei n. 8.987/95 e Lei n. 9.427/96);
- (v) o TCU não defende a alteração unilateral do contrato, mas a utilização pela ANEEL de todos os instrumentos disponíveis para a correção do problema.

Com base nas considerações acima, o relatório foi submetido à consideração superior, propondo determinar:

- (i) ao MME, que dentro de 30 dias se manifeste de forma conclusiva sobre a proposta de alteração da metodologia da CVA encaminhada pela ANEEL, adotando, se for o caso, as medidas necessárias para a emissão de nova portaria; e

(ii) à ANEEL, que caso o MME emita nova Portaria alterando a metodologia da CVA, tome as providências necessárias para a sua imediata implementação, caso contrário, dentro de 180 dias, desenvolva forma alternativa para resolver o problema da falta de neutralidade da parcela A, de acordo com suas competências estabelecidas nos artigos 2º e 3º da Lei n. 9.427/96.

Pelo o exposto acima, constata-se que o TCU não concluiu pela ilegalidade dos reajustes e nem determinou a alteração unilateral dos contratos, pelo contrário, reconheceu que todos os reajustes tarifários foram processados pela ANEEL conforme regras definidas nos contratos de concessão. Entretanto, a sua SEFID entende que a fórmula de reajuste dos contratos, ao não capturar os ganhos de receita decorrentes da arrecadação de encargos setoriais e ao incorporar estes na Parcela B, representava uma falha metodológica, que devia ser corrigida pela ANEEL, por meio da adequação dos mecanismos tarifários disponíveis.

Nesse momento, o mecanismo disponível para a correção do problema identificado pela ANEEL foi a alteração da CVA, que não dependia da concordância das distribuidoras, mas apenas do MME, e a SEFID parece ter concordado com a proposta.

A SEFID acerta quando aponta que os instrumentos tarifários disponíveis estariam causando distorções, ou ineficiências, que precisariam ser corrigidas, mas há certa confusão daquela secretaria quando afirma que a ANEEL, dentro da discricionariedade técnica que lhe foi atribuída, teria definido as metodologias que transferem às distribuidoras ganhos não decorrentes da eficiência na prestação do serviço. Na verdade, a fórmula do reajuste tarifário e a metodologia da CVA foram definidas, respectivamente, pelo Executivo e Legislativo, inclusive com a aprovação do próprio TCU, cabendo à ANEEL tão somente aplicá-las.

Quanto às metodologias de revisão tarifária, estas devem ser entendidas sempre dentro de um contexto de evolução da regulação, e nunca como erros. A princípio, é possível imaginar que o Fator X poderia ser utilizado para capturar esses ganhos, uma vez que este objetiva igualar receitas e despesas da concessionária no ciclo tarifário. No primeiro e no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das distribuidoras, a metodologia utilizada pela ANEEL para o cálculo do Fator X foi o

Fluxo de Caixa Desconto - FCD, que procura estimar os fluxos de receita e despesas da concessionária no próximo ciclo tarifário. Essa metodologia é consagrada na literatura econômica e foi submetida ao processo de Audiência Pública, tendo também sido submetida à fiscalização pelo TCU. Até então, não se conhecia o efeito causado pela fórmula de reajuste tarifário e as metodologias disponíveis na literatura econômica para o cálculo do Fator X não prevêem ganhos de produtividade associados aos custos não gerenciáveis pelas concessionárias, a Parcela A não existe no *price cap* original.

Portanto, mesmo que o TCU não tenha levantado explicitamente essa possibilidade, cabe deixar claro que será um tanto forçoso qualquer entendimento que venha a concluir que a ANEEL já poderia ter capturado esses ganhos no cálculo do Fator X. Como fazer isso se tais efeitos ainda não eram conhecidos pela agência? No entanto, nada impede que as metodologias dos próximos ciclos de revisões tarifárias venham a considerar essa possibilidade, como pode ser visto nos documentos que constam da Audiência Pública n. 040/2010, que trata das propostas metodológicas para o terceiro ciclo.

5.5 A PUBLICIZAÇÃO DO PROBLEMA, A PRESSÃO POLÍTICA E SOCIAL

Em outubro de 2009, o caso da fórmula de reajuste das tarifas foi amplamente divulgado pela imprensa nacional. A primeira notícia veiculada na mídia foi publicada pelo jornal a Folha de São Paulo, do dia 18 de outubro de 2009, com as seguintes informações:

Consumidores perdem R\$ 1 bilhão por ano.

Erro em cálculo de reajuste tarifário faz distribuidoras de energia embolsarem valor indevido.

TCU diz que prejuízo é de R\$ 7 bilhões.

Problema está no critério adotado para aplicação do reajuste tarifário, que não captura ganhos esperados com a demanda futura.

Aneel identificou falha em 2007 e pediu solução aos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda no fim do ano passado.

Sem solução, consumidores continuam pagando mais do que deveriam por falta de adequação do modelo de reajuste das tarifas elétricas.

"O problema atinge todos os consumidores do país, e o reajuste com a falha já descoberta continua a ser aplicado. Nada foi mudado, apesar de o TCU ter pedido providências há um ano", diz Marcelo Barros

Gomes, diretor técnico da Sefid (Secretaria de Fiscalização de Desestatização) do TCU. Ele falou do assunto na CPI das Tarifas de energia Elétrica. Mas a CPI não demonstrou interesse no assunto e se concentrou na quebra de sigilo de ex-diretores da Aneel.⁶⁵

Essa notícia teve uma repercussão muito grande, que desencadeou uma série de reportagens a respeito da questão, inclusive veiculadas em telejornais. Com isso, a CPI das Tarifas, que tinha sido aberta em junho de 2009 para tentar entender os recentes aumentos nas tarifas de energia elétrica, mas que até então não tinha identificado qualquer irregularidade nos reajustes processados pela ANEEL, acabou tomando uma importância desproporcional e o prazo para a conclusão dos seus trabalhos foi prorrogado.

Em 20 de outubro de 2010, em resposta às notícias publicadas pela Folha de São Paulo, a ANEEL divulgou nota à imprensa, com os seguintes esclarecimentos:

Não houve erro no cálculo dos reajustes tarifários. Os processos de atualização tarifária sempre seguiram normas e regulamentos vigentes, portanto não houve benefício indevido a concessionária ou consumidores;

A atuação da ANEEL obedece aos dispositivos legais, em consonância com a legislação em vigor no país e com os contratos celebrados entre empresas e poder concedente;

A ANEEL considera essencial promover aprimoramentos constantes em aspectos metodológicos e, nessa perspectiva, identificou, em 2007, a necessidade de aperfeiçoar a forma de cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores e Itens da Parcela A (CVA), prevista na Portaria Interministerial número 25/2002;

Diante da constatação, a Agência propôs aperfeiçoamentos com o objetivo de evitar efeitos financeiros indesejáveis ora ao consumidor, ora às distribuidoras;

As sugestões foram aprovadas por unanimidade, em reunião pública, pela Diretoria Colegiada da ANEEL em outubro de 2008 e encaminhadas para avaliação do Ministério de Minas e Energia.

A Agência mantém interação com o ministério visando ao aprimoramento da proposta.

Nessa mesma data, a ABRADÉE, também publicou nota de esclarecimento, no jornal O Globo, da qual destacam-se os seguintes trechos:

A DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA É UM SERVIÇO PÚBLICO CONCEDIDO E REGULADO PELA UNIÃO, SENDO A

⁶⁵ Por Agnaldo Britto.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL RESPONSÁVEL PELA DEFINIÇÃO DAS NORMAS, FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS E FIXAÇÃO DAS TARIFAS PRATICADAS PELAS CONCESSIONÁRIAS.

OS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO SE ORIGINARAM EM 1996 E FORAM PRECEDIDOS DE ESTUDOS DO BNDES, DE DELIBERAÇÃO DO CONSELHO NACIONAL DE DESESTATIZAÇÃO E DE MANIFESTAÇÃO FAVORÁVEL DO TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO.

OS REAJUSTES TARIFÁRIOS DEFINIDOS DESDE A ASSINATURA DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO SE PROCESSAM EM TOTAL ACORDO COM A LEI E COM OS CONTRATOS, NÃO HAVENDO QUE SE FALAR EM COBRANÇA INDEVIDA DE QUALQUER VALOR OU EM PAGAMENTOS A MAIS NAS CONTAS DE LUZ.

A SOCIEDADE BRASILEIRA É RECONHECIDA INTERNACIONALMENTE COMO VINCULADA AO COMPROMISSO CONSTITUCIONAL E LEGAL DE RESPEITO AOS CONTRATOS FIRMADOS E A ANEEL, NO EXERCÍCIO DE SUAS ATRIBUIÇÕES, VEM, DESDE A SUA CRIAÇÃO, OBSERVANDO TAIS PARÂMETROS DE LEGITIMIDADE.

A partir desse momento, outros atores passaram a participar ativamente do processo, como as associações representativas dos consumidores e os órgãos de defesa do direito do consumidor⁶⁶, o meio acadêmico, o Ministério Público, a Justiça, dentre outros. Com isso, formou-se uma pressão política e social muito grande para esclarecer o problema, identificar os responsáveis e encontrar uma solução rápida para ele.

Nesse contexto, os alvos das críticas foram naturalmente a ANEEL e o MME, e uma nova questão passou a ser discutida: a necessidade ou não de ressarcimento dos consumidores pelos valores faturados a maior pelas concessionárias em função do efeito causado pela fórmula de reajuste das tarifas. Essa medida passou a ser defendida por Parlamentares, representantes dos consumidores de energia elétrica e, posteriormente, pelo próprio MME, enquanto a ANEEL e as distribuidoras defendiam a legalidade dos contratos.

As notícias abaixo, todas de outubro de 2009, demonstram bem o conflito de interesses nesse problema regulatório:

⁶⁶ Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, Associação Brasileira de Defesa do Consumidor – Pro Teste, Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - Idec, Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor – DPDC e Procuradoria de Defesa do Consumidor – PROCON.

Agência descarta erro e espera ação do governo

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) distribuiu nota ontem em que nega erros no cálculo dos reajustes tarifários aplicados nas contas de luz desde 2002.

A agência pede que os ministérios de Minas e energia e da Fazenda republiquem a portaria para permitir que ela (agência) passe a fazer a compensação dos valores cobrados a mais nos próximos reajustes tarifários das empresas.

O TCU (Tribunal de Contas da União) apontou em acórdão a existência de erros na metodologia usada pela agência.

A Folha apurou que uma das razões pela demora na publicação da nova portaria -que, segundo a Aneel, resolveria o problema de agora em diante- é que os ministérios não estão convencidos da necessidade de republicá-la. Achrom que o erro foi provocado pela Aneel e é a agência que deve encontrar uma fórmula para resolvê-lo. (*Folha de São Paulo, 21 out. 2009, disponível em: <http://www.folha.uol.com.br/>*)

Procon-SP convoca concessionárias para debater cobrança indevida

A fundação quer saber das empresas que providências tomarão para cessar imediatamente a cobrança e como pretendem fazer o ressarcimento dos valores pagos indevidamente pelos usuários.

Com o intuito de fortalecer a proteção dos cidadãos, o Procon-SP convidou outros órgãos a participar da reunião: Ministério Público Estadual, Ministério Público Federal, Defensoria Pública, Instituto de Defesa do Consumidor (Idec) e Associação Brasileira de Defesa do Consumidor (Pro Teste). (*Procon-SP, 21 out. 2009, disponível em: <http://www.procon.sp.gov.br/>*)

CPI vai pedir devolução de tarifa excedente de energia elétrica

A CPI das Tarifas de Energia Elétrica vai exigir a devolução de recursos do consumidor que foram embolsados pelas concessionárias por causa de erro no cálculo do reajuste tarifário. (*Agência Câmara, 19 out. 2010, disponível em: <http://www.camara.gov.br/>*)

Governo quer "esquecer" erro na conta de luz. Solução seria resolver o problema daqui em diante e dar como perdido o que os consumidores pagaram a mais em sete anos.

A Aneel pede ao governo, desde novembro de 2008, a revisão da portaria interministerial nº 25, publicada em 24 de janeiro de 2002 - instrumento cuja finalidade é averiguar, no ato da revisão tarifária, se os custos não gerenciados pelas distribuidoras (como a compra de **energia** dolarizada de Itaipu, o custo da transmissão do ponto de

geração ao consumidor e o repasse ao governo dos tributos e dos 11 encargos embutidos na tarifa) estão zerados.

A mudança da portaria, solução apresentada pela Aneel, não agrada aos ministérios, daí a resistência em alterá-la. O assunto está há um ano com o governo. Uma fonte informou à **Folha** que, se os ministérios alterarem dispositivos da portaria, o ato poderá ser considerado pelas concessionárias como uma intervenção do Estado brasileiro na regulação do setor. Pela lei, a regulação é tarefa exclusiva da agência.

Além disso, para os ministérios, o parágrafo 4º do artigo 3º da atual portaria já oferece à Aneel a prerrogativa de observar se a compensação dos custos ao longo de um ano foi feita. Caso não tenha sido, a agência poderia tê-la feito, embora esta tenha dito em nota oficial que isso não seria possível. A sugestão do governo é a Aneel publicar uma resolução dando critérios para essa compensação a partir de agora e ignorar o passado, ou seja, impor aos consumidores a perda do dinheiro que a própria agência disse ter sido pago indevidamente. (*Folha de São Paulo*, 22 out. 2009, disponível em: <http://www.folha.uol.com.br/>)

5.6 A TRANSFERÊNCIA DE CULPA

Com a publicização do problema, a ANEEL, o MME e as concessionárias, que já haviam se pronunciado na CPI das Tarifas sobre os procedimentos tarifários, foram novamente convocados por aquela Comissão, mas agora para prestar esclarecimentos específicos acerca do efeito causado pela fórmula do reajuste constante dos contratos de concessão de distribuição.

Mesmo antes da divulgação do problema pela imprensa, o MME já tinha se manifestado na CPI das Tarifas acerca da necessidade alteração da metodologia da CVA, por meio de declaração feita pelo Secretário de Energia Elétrica daquele órgão, em audiência pública realizada no dia 23 de setembro de 2009. Naquela ocasião, foi declarada a concordância do Ministério em relação à alteração da Portaria n. 25/2002, conforme proposta da ANEEL, informando inclusive que a minuta da Portaria já tinha sido encaminhada para a análise do MF, e que as instituições tinham ciência da urgência da conclusão do processo.

Entretanto, diante da mudança no contexto político, o MME e, posteriormente, também o MF, passou a defender que a Portaria da CVA não precisaria de alteração alguma, pois sua redação original já permitia que fossem considerados os efeitos das variações do mercado sobre a arrecadação dos custos não gerenciáveis,

promovendo a neutralidade da Parcela A. Essa mudança de posicionamento ficou evidenciada na segunda manifestação do Secretário de Energia na CPI das Tarifas, em nova audiência realizada em 28 de outubro de 2009, na qual foi informado que o MME, após novas análises, teria mudado o seu entendimento com relação à questão da não neutralidade da Parcela A e não mais editaria Portaria Interministerial para contemplar as propostas encaminhadas pela ANEEL.

O novo entendimento foi corroborado por documentos emitidos pela Assessoria Econômica e pela Consultoria Jurídica do MME, além da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, na Nota Técnica n. 051/2009-ASSEC, de 22 de outubro de 2009, no Parecer CONJUR/MME n. 514/2009, de 23 de outubro de 2009, e no Parecer PGFN/CAF n.º 2542/2009, de 24 de novembro de 2009. Em síntese, esses documentos trazem as seguintes conclusões:

- (i) a CVA foi criada para assegurar a neutralidade da Parcela A, compensando as concessionárias pelas variações dos custos não gerenciáveis que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias, mas sem prejudicar os usuários do serviço;
- (ii) a posição da ANEEL, de solicitar a publicação de uma nova Portaria, é resultado de uma interpretação literal dos artigos 1º e 2º da norma, que não detalham de forma definitiva os conceitos de “valor do item na data do último reajuste” e “valor do item na data do pagamento”, considerados no cálculo do saldo da CVA, e de uma interpretação restritiva do art. 3º, segundo a qual as variações do mercado só poderiam ser consideradas no cálculo da compensação do saldo da CVA;
- (iii) a interpretação eficiente da Portaria da CVA tem que refletir uma análise coesa e harmônica de todos os dispositivos que a integram, além das demais legislações sobre o assunto;
- (iv) o saldo da CVA, definido no art. 2º da Portaria, pode ser entendido como o resultado líquido da diferença entre as obrigações de despesa e as receitas auferidas, que é função do mercado da concessionária;
- (v) a portaria indica, em seu art. 3º, que a compensação do saldo da CVA é função das variações de mercado e da taxa de juros, portanto, para que

esse dispositivo produza efeito econômico, é preciso que o saldo da CVA, definido no art. 2º, também seja calculado considerando o efeito das variações do mercado;

(vi) a ANEEL, no uso do seu poder normativo, pode, por meio de Resoluções complementares à Portaria, conferir eficácia à neutralidade da Parcela A, utilizando interpretação alternativas para os conceitos tratados na CVA; e

(vii) justificando a posição anterior do Ministério, que era favorável à alteração da Portaria, argumentou-se que, naquela ocasião, não foram apresentados fundamentos técnicos alternativos à medida proposta, por isso esta foi considerada viável e necessária.

De acordo com a interpretação do Ministério, a Portaria da CVA possui elementos suficientes para que seja assegurada a neutralidade da Parcela A, o que poderia ser feito por meio de interpretações alternativas de seus dispositivos, cabendo à ANEEL alterar suas resoluções normativas para que se assegure a referida neutralidade. Pela visão do MME, a expressão “valor do item” pode ser entendida como o resultado da conjunção de duas variáveis, preço e quantidade, e não apenas preço. Entretanto, essa interpretação é inconsistente com a Lei do Real, que trata exclusivamente das variações de preços.

Cabe aqui ressaltar novamente que a CVA, tal como definida pela Portaria n. 25/2002, não incluiu todos os itens de custo da Parcela A, mas apenas aqueles cujas datas de alteração de seus preços não coincidiam com as datas de alteração das tarifas das concessionárias, imputando o risco da variação de preço às concessionárias. Portanto, mesmo que fosse possível aplicar a interpretação alternativa defendida pelo Ministério, ainda assim seria necessário alterar a Portaria, para que esta assegurasse a neutralidade de todos os itens da Parcela A, incluindo aqueles concatenados, pois sobre esses também pode haver perdas e ganhos relativos à variação do mercado.

Portanto, a posição do Ministério no processo foi totalmente invertida após a publicização do problema. Antes o Ministério concordava que a Portaria deveria ser alterada para garantir a neutralidade da Parcela A, mas não tomou a decisão em tempo porque estava analisando as manifestações contrárias da ABRADÉE, que considerava a

proposta da ANEEL ilegal, na medida em que feria o contrato de concessão e a legislação do setor, que teria alocado o risco da variação do mercado às concessionárias. Mas, nesse novo contexto, o Ministério entende que não teria qualquer responsabilidade sobre o problema em discussão, transferindo-se toda a responsabilidade para a ANEEL.

Dessa forma, em 03 de novembro de 2009, o MME encaminhou à ANEEL o Ofício n. 1.957/2009/MME, no qual formalizou o seu posicionamento contrário à alteração da Portaria da CVA e o seu entendimento de que caberia Agência emitir regulamento complementar assegurando a neutralidade da Parcela A.

Esse comportamento é perfeitamente explicado pela teoria da regulação econômica que estuda a relação principal-agente entre políticos e reguladores, segunda a qual uma das razões para a delegação da regulação a um órgão independente do governo é exatamente a transferência de culpa pela redistribuição de renda causada pela regulação. Nesse caso, a não neutralidade da Parcela A, em um cenário de crescimento contínuo do mercado e estabilidade econômica, acaba beneficiando as concessionárias em detrimento dos consumidores. Na época da criação da CVA, em meio a uma crise de oferta de energia e de desvalorização cambial, tal redistribuição de renda não era tão evidente, pelo contrário, as perdas das concessionárias eram o cerne da questão. As concessionárias conseguiram se organizar e interferir no processo regulatório, alterando a política tarifária definida no contrato de concessão, na medida em que a Portaria da CVA eliminou o risco de preço dos custos não gerenciáveis. Quando do envio da proposta de alteração da CVA para o MME, os consumidores ainda não tinham uma participação ativa no processo e as concessionárias conseguiram atrasar a emissão da nova Portaria, apresentando argumentos contrários à proposta. Mas, nesse novo contexto, de pressão política e social, ainda mais em um ano pré-eleitoral, o Ministério preferiu transferir toda a responsabilidade do problema ao regulador, que passou a ser o único capaz de resolvê-lo. Dessa forma, o MME não seria responsabilizado politicamente pela sociedade pelo atraso na solução do problema, e nem pelas concessionárias, caso se garantisse a neutralidade da Parcela A por meio da emissão de resoluções normativas da ANEEL.

5.7 A MUDANÇA DE ESTRATÉGIA, SOLUÇÃO *FIRST-BEST*

Considerando o novo posicionamento do Ministério, foi solicitado à

Procuradoria Geral da ANEEL que analisasse a competência da ANEEL para alterar a metodologia de cálculo da CVA, de modo a capturar as variações de mercado, independentemente da alteração da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/02.

Diante disso, em 20 de outubro de 2009 foi emitido o Parecer n. 1.059/2009-PF/ANEEL, que chegou às seguintes conclusões:

- (i) o regime do serviço pelo preço, definidos nas Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, é caracterizado pela alocação do risco da demanda às concessionárias, que, por outro lado, podem se apropriar de ganhos de eficiência e da competitividade, o que inclui os ganhos decorrentes do aumento da escala do negócio;
- (ii) a CVA mitigou o serviço pelo preço com relação aos itens de custo não gerenciáveis pelas concessionárias, mas no seu formato atual, não garante a neutralidade da Parcela A, pois não considera as variações de mercado;
- (iii) a fórmula do reajuste tarifário anual que consta do contrato de concessão de distribuição foi concebida a partir da discricionariedade conferida ao Poder Concedente pela Constituição Federal, e pelas Leis 8.987/95 e 9.427/96, portanto, não há o quê se falar em ilegalidade;
- (iv) a fórmula do reajuste tarifário anual que consta do contrato de concessão de distribuição guarda coerência com os princípios do serviço pelo preço e da regulação por incentivos, e o equilíbrio econômico e financeiro do contrato é atendido quando forem cumpridas as condições fixadas nele;
- (v) a não neutralidade dos itens da Parcela A é indesejável, mas não há ilegalidade;
- (vi) a atual legislação não prevê a possibilidade de a ANEEL, quando do cálculo do saldo da CVA, previsto no art. 2º da Portaria n. 25/2002, capturar os efeitos financeiros decorrentes da variação do mercado;
- (vii) a ANEEL promoveu o adequado equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, à luz da legislação vigente e das cláusulas econômicas dos contratos;

(viii) a ANEEL não possui competência para promover alterações na metodologia de cálculo da CVA, estando vinculada às regras previstas na Lei, na Portaria n. 25/2002 e nos contratos de concessão; e

(ix) é oportuna a proposta realizada pela ANEEL de aperfeiçoar a política tarifária vigente, de forma a assegurar a neutralidade dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias, afastando-se o risco de demanda.

Diante da negativa do Ministério de alterar a Portaria da CVA, da análise jurídica acima e do ambiente favorável à negociação com as distribuidoras⁶⁷, em função da pressão social que se fez para a solução do problema, a ANEEL colocou em audiência pública uma proposta de aditivo ao contrato de concessão para alterar a equação do reajuste tarifário, de forma a neutralizar os efeitos econômicos e financeiros decorrentes dos ganhos de escala sobre os custos da Parcela A.

Conforme apresentado anteriormente, o aditivo sempre foi considerado pela ANEEL como uma das medidas necessárias para se garantir a plena da neutralidade da Parcela A, que, junto com a alteração da Portaria da CVA, eliminaria os efeitos econômicos e financeiros decorrentes da variação do mercado sobre a arrecadação dos itens de custo da Parcela A. Entretanto, tal medida não tinha sido adotada ainda pela ANEEL, porque entendia-se que não havia ambiente político para que as concessionárias concordassem com a alteração do contrato, o que alongaria o prazo de implementação dessa medida. A impossibilidade de alteração unilateral de cláusulas essenciais do contrato de concessão foi sempre uma premissa para a ANEEL.

Tal decisão também foi submetida à análise da Procuradoria Geral da ANEEL, que emitiu o Parecer n. 1.161/2009-PF/ANEEL, de 04 de novembro de 2009, concluindo mais uma vez pela impossibilidade de alteração unilateral de cláusulas que estabelecem as condições de equilíbrio econômico-financeiro do contrato, e reconhecendo a competência da ANEEL para propor um aditivo aos contratos, desde que houvesse consenso entre as partes envolvidas e que tal alteração fosse lastreada pela modicidade tarifária. Também foi identificada a necessidade de promoção de audiência

⁶⁷ Em audiência da CPI das tarifas, realizada no dia 29 de outubro de 2010, algumas concessionárias confirmaram a existência dos efeitos provocados pela fórmula do reajuste e se manifestaram dispostas a resolver o problema da não neutralidade da Parcela A.

pública para submeter a proposta de aditivo à avaliação da sociedade em geral.

Em 06 de novembro de 2009, a Diretoria da ANEEL aprovou a abertura da Audiência Pública n. 043/2009, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais acerca da proposta de modelo-padrão de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custo não gerenciáveis da Parcela A da receita das concessionárias.

A minuta de aditivo submetida à audiência pública seguiu a forma constante da Nota Técnica n. 366/2009-SRE-SCT/ANEEL, que, basicamente, sugeriu suprimir a equação constante da subcláusula sexta da cláusula sétima do contrato, na qual a Parcela B dos reajustes era obtida pela diferença entre a receita total e a Parcela A, ou seja, $VPB0 = RA0 - VPA0$. Com isso, a Parcela B seria obtida pela aplicação das tarifas vigentes, relativas a esse item de custo, ao mercado verificado dos últimos dozes meses. Essa alteração eliminaria o efeito econômico cumulativo decorrente da não neutralidade da Parcela A, impedindo que a arrecadação adicional de custos fixos fosse incorporada à Parcela B nos reajustes. Assim, a Parcela B passaria a refletir apenas a variação do mercado e o IGPM - X. Além disso, foi incluída uma subcláusula para eliminar também os efeitos financeiros decorrentes da não neutralidade da Parcela A, que equivaleria à alteração da Portaria da CVA, de tal forma que esta não precisaria mais ser alterada ou reinterpretada.

De forma inédita, na AP 043/09 foram disponibilizados no *site* da ANEEL na *internet* não apenas os documentos emitidos pelas áreas técnicas e jurídicas da Agência, mas também de todas as outras instituições que se manifestaram formalmente no processo, como o TCU, o MME e a Câmara dos Deputados.

As análises das contribuições recebidas na AP 043/2009 constam da Nota Técnica n. 022/2010-SRE-SCT/ANEEL, de 28 de janeiro de 2010. Foram recebidas 16 contribuições precedentes de distintos grupos de interesse, como consumidores individuais, órgãos de defesa do consumidor, associações representativas de consumidores, instituições representativas do setor industrial, sindicato dos trabalhadores, Ministério Público, Câmara dos Deputados e ABRADDEE. Mais uma vez, as concessionárias manifestaram-se apenas por meio de sua associação representativa, nunca individualmente, o que mostra enorme capacidade de organização e coesão. Em

síntese, exceto a ABRADDEE, a maioria das contribuições defendia a alteração unilateral dos contratos de concessão e o ressarcimento dos consumidores pelos valores arrecadados a maior pelas concessionárias. Poucas contribuições foram no sentido de aperfeiçoar a minuta do aditivo colocada em audiência pública.

Inicialmente, as concessionárias se mostraram relutantes em assinar qualquer proposta de aditivo. Foi preciso realizar inúmeras reuniões técnicas a fim de se chegar a uma redação razoável, que atendesse aos objetivos. As concessionárias defenderam a manutenção da fórmula de obtenção da Parcela B por diferença, restringindo a alteração metodológica aos encargos setoriais, por entender que apenas sobre esses custos deveria ser garantida a neutralidade, não abrangendo os custos com compra e transporte de energia.

As concessionárias, sempre representadas pela ABRADDEE, alegaram que a referida fórmula constituía a essência do contrato, sendo a expressão mais evidente do serviço pelo preço definido nas Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, e apresentaram vários elementos de forma a demonstrar que a contratação da compra e do transporte da energia envolvem riscos e possuem natureza jurídica diversa dos encargos setoriais.

Com relação a essas alegações, as áreas técnica e jurídica da ANEEL manifestaram-se da seguinte forma:

Quanto à energia comprada para revenda e ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, não há necessidade de alteração contratual, uma vez que tais custos podem variar em função da quantidade de energia vendida e estão, em certa medida, sujeitos às práticas gerenciais das concessionárias de distribuição. Além disso, eventuais reflexos porventura causados por tais itens no resultado da equação ($VPB0 = RA0 - VPA0$), em razão, por exemplo, das diferentes modalidades tarifárias horossazonais, podem ser compensados pelas demais variáveis de risco ainda existentes sobre esses itens de custo da “Parcela A”, tais como os limites de repasse de preço e de quantidade impostos pela legislação pertinente.

Especificamente com relação ao uso dos sistemas de transmissão de energia, cabe ainda salientar que se encontra em andamento na ANEEL a Audiência Pública nº 045/2009, já em fase final de análise, instaurada para obter subsídios visando ao aprimoramento da regulamentação da contratação do uso do sistema de transmissão, inclusive para estabelecer limites de montantes de uso dos sistemas de transmissão (MUST) para fins de contratação e de repasse tarifário. De forma similar à regulamentação da sobrecontratação de energia, a imposição de tais limites fará com que a variação dos custos de transmissão acompanhe cada vez mais a variação da energia vendida, incentivando a contratação eficiente por parte das distribuidoras e

mitigando a possibilidade de eventuais efeitos que possam ser causados por este item no resultado da equação (VPB0 = RA0 - VPA0).

No que se refere aos encargos de conexão, diante dos argumentos das distribuidoras, cabe analisar a sua natureza jurídica, de forma a definir qual o tratamento a ser dispensado a esse item de custo da Parcela A, se similar aos encargos setoriais ou ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Dessa forma, em 26 de janeiro de 2010, foi encaminhado à Procuradoria-Geral na ANEEL – PGE/ANEEL o Memorando nº. 026/2010-SRE/ANEEL, que questiona a natureza jurídica do encargo de conexão e o tratamento que deve ser dispensado a esse item de custo no aditivo contratual sob análise.

Em resposta à consulta desta Superintendência, a PGE/ANEEL, em 28 de janeiro de 2010, emitiu o Parecer nº. 037/2010-PGE/ANEEL, no qual conclui pela impossibilidade de equiparação dos encargos de conexão aos encargos setoriais, em face de sua essência contratual e contraprestacional, similar ao uso das redes de transmissão e distribuição. Em resumo, a PGE/ANEEL manifesta-se pela equiparação, para fins de tratamento tarifário, dos encargos de conexão às redes de transmissão aos encargos de uso das redes de transmissão e à compra de energia elétrica, e não aos encargos setoriais.⁶⁸

Em síntese, conclui-se que, diferentemente dos encargos setoriais, na contratação da energia e do transporte é possível identificar algum nível de gerenciamento da concessionária, como na definição dos montantes e dos preços livremente contratados. Com relação aos aspectos jurídicos da questão, os encargos setoriais possuem natureza tributária, sendo as concessionárias meras arrecadoras desses fundos. Já a compra da energia e o transporte possuem natureza contratual, onde é possível exigir-se certo nível de eficiência das concessionárias, como limites de preço e montante repassáveis às tarifas, como previsto na legislação do setor.

Com isso, restringiu-se a neutralidade da Parcela A aos encargos setoriais, e as novas redações das subcláusulas quinta e sexta da cláusula sétima dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica passaram a ser as seguintes:

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;

⁶⁸ Páginas 14 e 15 da Nota Técnica n. 022/2010-SRE-SCT/ANEEL.

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B:

Subcláusula Sexta - As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

.....

VPA0: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

(ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da “Parcela A”: valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”.

VPB0: Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

Adicionalmente, foi aperfeiçoada a subcláusula relativa aos efeitos financeiros da neutralidade da Parcela A, que passou a apresentar de forma bastante clara a definição desse conceito, conforme a seguir:

Subcláusula Décima - Nona - Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A” a partir de fevereiro de 2010, com relação à variação de mercado, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente atualizadas com base na taxa de juros SELIC.

Em 02 de fevereiro de 2010, por meio do Despacho n. 245, a ANEEL aprovou o modelo-padrão do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para a Distribuição de Energia Elétrica, na forma descrita acima, garantindo-se que a cobrança dos encargos setoriais nas tarifas tenha efeito neutro para concessionárias e consumidores. Em junho de 2010, todas as distribuidoras de energia elétrica já haviam concordado com a celebração do termo aditivo.

Uma vez assinados os aditivos, a ANEEL entendeu que teria eliminado o problema da não neutralidade dos encargos setoriais nos reajustes processados a partir de 2010. Restava agora decidir se os reajustes tarifários processados com a aplicação da fórmula anterior, que não previa a captura de ganhos e perdas na arrecadação dos encargos setoriais em função das variações do mercado, continham alguma ilegalidade ou refletiram apenas a opção do poder concedente quando da confecção dos contratos de concessão. Com isso, foi aberto um processo específico para tratar da legalidade do contrato no formato antigo e da necessidade ou não de devolução ou compensação de valores aos consumidores.⁶⁹

5.8 A JUDICIALIZAÇÃO DO PROBLEMA

A opção pelo aditivo contratual possui fortes implicações legais e econômicas, que afetam diretamente o reconhecimento ou não da necessidade de devolução de valores aos seus consumidores. É como se o aditivo representasse a

⁶⁹ Processo n. 48500.006802/2009-65.

confirmação de que as regras antigas eram legais. Por isso, a posição da ANEEL, de defender a alteração das regras por meio de um aditivo bilateral, também passou a ser questionada por algumas instituições.

Em 07 de abril de 2010, a SEFID ao analisar novamente a questão, após a aprovação do termo aditivo pela ANEEL, emitiu relatório onde reforça o seu entendimento a respeito dos ganhos das concessionárias decorrentes da escala do negócio, avalia a decisão da ANEEL e defende a necessidade de devolução ou compensação de valores aos consumidores pelos reajustes passados, conforme abaixo:

- (i) o serviço pelo preço deve se ater ao serviço prestado pela concessionária, dessa forma, não repassar aos consumidores os ganhos de escala que não derivam da eficiência da empresa é ilegítimo e ilegal, pois fere o princípio da modicidade tarifária e da eficiência previstos na política tarifária do setor;
- (ii) o pagamento indevido decorrente da falha regulatória proporciona enriquecimento sem justa causa e desequilíbrio nos contratos de concessão das distribuidoras;
- (iii) compete à ANEEL “*criar implementar e monitorar uma metodologia que permita corrigir o problema, fazendo uso dos diversos instrumentos legais e contratuais ao seu dispor – ajustes ao final de cada ciclo tarifário nos processos de revisão tarifária, mudanças na Portaria Interministerial ou nas Resoluções da Agência relativas à CVA, proposta de aditivo contratual, enfim, a definição da solução ideal faz parte da discricionariedade do ente regulador*”;
- (iv) o problema a ser solucionado pela ANEEL dividi-se em duas partes: ajustar a metodologia atual de forma a não mais remunerar ilegalmente as concessionárias; e calcular e restituir os valores indevidos recebidos a maior pelas concessionárias ou pelos consumidores ao longo dos anos, em obediência aos artigos 876 e 884 do Código Civil;
- (v) o primeiro problema já está sendo solucionado pela ANEEL, por meio do aditivo aos contratos de concessão, em conjunto com regulamentação que definirá limites de contratação do transporte da energia; e

(vi) com relação ao segundo problema, recomenda-se que a ANEEL calcule e promova a compensação ou devolução dos valores pagos indevidamente pelos consumidores em função da não neutralidade da Parcela A nos reajustes processados até o ano de 2009.

Entretanto, em junho de 2010, o TCU emitiu o Acórdão n.º 1.268/2010 – TCU – Plenário, o qual continuou afirmando não ter encontrado qualquer ilegalidade nos atos praticados pela ANEEL, e decidiu esperar a conclusão do processo aberto pela ANEEL para avaliar a necessidade do ressarcimento dos consumidores para apreciar novamente a questão, conforme trechos do voto do relator transcritos a seguir:

9.1.1 Esta corte de Contas não apontou descumprimento de dispositivos legais ou de regras inerentes aos contratos de concessão, mas sim, identificou erro metodológico que elevou a tarifa de energia elétrica em afronta aos princípios da modicidade tarifária e da regulação por incentivos;

9.1.2 A ANEEL reconheceu a falha metodológica e promoveu mudança na metodologia do reajuste tarifário, por meio de um aditivo aos contratos de concessão de serviços de distribuição de energia, aprovado pelo Despacho do diretor-geral da ANEEL n.º 245/2010, buscando solucionar prospectivamente o problema.

9.1.3 Os efeitos retrospectivos da falha metodológica estão sendo analisados pela ANEEL no âmbito da audiência Pública ANEEL n.º 33/2010;

9.1.4 A apreciação do TC – 021.975/2007 ocorrerá após a conclusão da audiência Pública ANEEL n.º 33/2010, de forma a se respeitar a competência regulatória legalmente atribuída à ANEEL;

Em 05 de julho de 2010, o Ministério Público Federal do Rio Grande do Sul – MPF/RS moveu Ação Civil Pública contra a metodologia de reajuste tarifário adotado pela ANEEL desde de 2002, bem como contra a nova metodologia estabelecida no último termo aditivo aos contratos de concessão, celebrado em 2010, que teria corrigido apenas parcialmente as ilegalidades da metodologia anterior.

Ao contrário do TCU, entende o MPF/RS que o aditivo não teria garantido a neutralidade plena da Parcela A, pois não incluiu no seu cálculo o item relativo à contratação do transporte da energia, cujos custos não variam na mesma proporção da variação do mercado, acarretando efeito semelhante àquele causado pela arrecadação dos encargos setoriais. O TCU entendeu que a regulamentação da Agência acerca dos limites de contratação dos montantes de uso dos sistemas de transmissão e distribuição eliminaria possíveis ganhos para a concessionária nessa rubrica.

O MPF/RS defende que a metodologia do reajuste deve ser “*total e o mais brevemente possível adequada aos parâmetros legais e que os valores indevidamente apropriados pela ré concessionária ao longo dos anos sejam ressarcidos ou, de alguma forma, compensados neste ou nos reajustes futuros*”. Além disso, questiona “*a postura da ANEEL no cumprimento das suas competências legais para dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre as concessionárias e seus consumidores e o próprio modelo de agências no país.*”

No pedido de liminar apresentado pelo MPF/RS, e acatado pela Juíza Federal, foi solicitado que a ANEEL apresentasse os valores relativos ao impacto provocado pela metodologia equivocada do contrato original e do aditivo nos reajustes tarifários da concessionária Rio Grande Energia – RGE, que atende o Estado do Rio Grande do Sul, no período de 2002 a 2010. Tais valores foram apresentados pela ANEEL em setembro de 2010, mas a Ação movida pelo MPF/RS ainda não foi julgada.

5.9 ILEGALIDADE OU OPÇÃO METODOLÓGICA

Em 28 de maio de 2010, foi instaurada a Audiência Pública n.º 033/2010 (AP 033/10), com objetivo de obter subsídios e informações adicionais para a análise sobre a legalidade da aplicação da fórmula paramétrica que constava dos contratos de concessão das distribuidoras nos reajustes processados até 2009. A partir dessa análise, seria possível decidir sobre a necessidade de ressarcimento dos consumidores pelos valores decorrentes da não neutralidade dos encargos setoriais. Foram disponibilizados na audiência os seguintes documentos: Nota Técnica n. 065/2010-SRE e os Pareceres n. 650/2008-PF, Pareceres n. 1.059/2008-PF e Pareceres n. 1.161/2008-PF.

Contribuíram na AP 033/10 a ABRADÉE, o Ministério Público Federal, os PROCONS, Parlamentares e associações representativas dos consumidores. Exceto a ABRADÉE, os demais defenderam a ilegalidade dos contratos e a necessidade de ressarcimento dos consumidores pelos valores arrecadados indevidamente pelas concessionárias a título de encargos setoriais. Alguns defenderam, inclusive, a devolução em dobro dos valores arrecadados indevidamente, em atendimento ao art. 42 do Código de Defesa do Consumidor. Em síntese, as contribuições nesse sentido apresentam os seguintes argumentos:

- (i) apropriação indébita pelas concessionárias de valores que não

guardam relação com a remuneração do serviço prestado, nem com a eficiência e a competitividade das empresas;

(ii) desrespeito à política tarifária definida na legislação aplicada ao setor (Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, e MP n. 2.227/01), que teria determinado a neutralidade da Parcela A;

(iii) não necessidade de celebração de aditivo contratual para alterar a fórmula de reajuste, pois a neutralidade dos encargos setoriais já poderia ter sido garantida pela aplicação da Portaria Interministerial n. 25/2002, conforme interpretação sistemática e finalística dessa norma, feita pelos próprios Ministérios que a editaram;

(iv) os contratos de concessão não são imutáveis, podendo ser alterados unilateralmente pelo Poder Concedente;

(v) a necessidade de um aditivo contratual comprova a existência de erro material e ilegalidade dos contratos;

(vi) cláusulas ilegais não precisam ser cumpridas;

(vii) as concessionárias receberam dos seus consumidores valores acima do que seria justo para a contraprestação do serviço; e

(viii) pela Constituição Federal, as concessionárias respondem objetivamente pelos danos causados aos consumidores na prestação do serviço, independentemente de dolo ou culpa, devendo ressarcir-los por isso.

Em especial, destacam-se as contribuições do Ministério Público Federal e da ABRACE. O primeiro defende que o equilíbrio econômico e financeiro da concessão não é dado apenas pelo cumprimento das regras do contrato, mas pela conjunção destas com as demais diretrizes constantes na legislação, que definem a política tarifária do setor. Portanto, sob a ótica das Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, e da MP n. 2.227/01, a não neutralidade dos encargos setoriais resulta em desequilíbrio da concessão. A ABRACE alega que era obrigação da ANEEL alterar unilateralmente os contratos de concessão para garantir a neutralidade dos encargos setoriais, de forma a restabelecer uma situação distorcida, que proporcionou uma vantagem indevida às concessionárias. Nesse caso, não há que se falar em alteração unilateral com recomposição do equilíbrio econômico e financeiro do contrato, mas sim na correção de um desequilíbrio comprovado.

A ABRADÉE defendeu a legalidade dos contratos alegando que o risco de mercado, tanto na Parcela A quanto na Parcela B, foi alocado às concessionárias quando da definição do regime do serviço pelo preço pelo legislador, conforme se depreende da leitura de diversos dispositivos legais: art. 2º da Lei n. 8.987/95, ao impor às concessionárias a prestação do serviço por sua conta e risco; § 5º do art. 15 da Lei n. 9.074/95, ao estabelecer que o exercício da opção do consumidor pelo mercado livre não poderá resultar em aumento de tarifa para os demais consumidores, devendo a própria concessionária suportar os custos relativos à redução do mercado cativo; e art. 28 da MP n. 2.198-5/2001, que ao tratar da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias em função do racionamento de energia observado no ano de 2001, exclui as hipóteses de casos fortuitos, força maior e riscos inerentes à atividade econômica e ao respectivo mercado. Além disso, alegam as concessionárias que: os riscos de mercado foram precificados nos processos de privatização das empresas; as tarifas decorrentes do serviço pelo preço não correspondem necessariamente aos custos reais da prestação do serviço; a fórmula de reajuste constante dos contratos de concessão foi uma opção metodológica do poder concedente; qualquer alteração em cláusula que define as condições de equilíbrio do contrato só podem ser alteradas com o consentimento das partes envolvidas; é desprovida de razoabilidade qualquer medida que venha alterar a alocação de risco do passado, após o conhecimento do comportamento da variável causadora do risco; independentemente da comprovação da legalidade ou não do contrato, a sua impugnação estaria alcançada pela prescrição do ato administrativo; e qualquer reinterpretção da norma não poderia resultar em efeitos retroativos, o que afrontaria a segurança jurídica.

A partir das contribuições recebidas, foi solicitado novo Parecer à Procuradoria Geral da ANEEL, que concluiu pela legalidade dos contratos de concessão e, portanto, pela não devolução ou compensação de valores aos consumidores. Do Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL, extraem-se as conclusões a seguir.

No Brasil, a escolha do modelo de regulação e a conseqüente política tarifária adotada em um setor específico da economia é atribuição do Congresso Nacional, o que se dá mediante legislação ordinária. O regime de remuneração escolhido pelo legislador brasileiro para as concessões de serviço público de

distribuição de energia elétrica, conforme Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, é o serviço pelo preço, no qual as tarifas máximas aplicáveis ao serviço são fixadas no contrato de concessão constante do edital de licitação da concessão e o equilíbrio econômico e financeiro do contrato é preservado pelas regras de reajuste e revisão das tarifas previstas nele.

O serviço pelo preço não garante uma correspondência direta entre os custos e as receitas da concessionária, como faz o regime de remuneração garantida, ou custo do serviço, extinto pela Lei n. 8.031/90, e é considerado um tipo de regulação por incentivo, pois as regras de fixação dos preços, por meio do estabelecimento de um período no qual as tarifas não são revisitadas, mas apenas reajustadas por índices de preço, incentivam o aumento da eficiência das concessionárias, que podem se apropriar dos ganhos de produtividade, inclusive decorrentes do aumento da escala do negócio. Esse mecanismo beneficia também a modicidade tarifária, na medida em que parte desses ganhos é compartilhada com os consumidores nos reajustes e revisões das tarifas. Nesse regime, as concessionárias assumem as perdas e os ganhos decorrentes da variação da demanda, uma vez que estas são consideradas risco do negócio, devendo prestar o serviço adequadamente independente da correspondência entre as suas receitas e despesas.

Mas a legislação ordinária não detalhou a política tarifária. Foi opção do legislador transferir esse detalhamento aos contratos de concessão, cabendo ao Poder Concedente defini-lo, observando-se as diretrizes da legislação pertinente. Essa escolha é plenamente justificada pela dificuldade que o legislador teria de definir com segurança e precisão a equação de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão do serviço público, pois cada setor possui características muito específicas. Além disso, os problemas de assimetria de informação que existem na relação entre o Poder Concedente e as concessionárias certamente seriam potencializados na relação entre essas e o Legislador.

Uma vez definido o detalhamento da política tarifária, que são as regras de reajuste e revisão das tarifas, estas passam a compor cláusula essencial do contrato de concessão, e não podem mais ser alteradas unilateralmente pelo Poder Concedente. Com relação às demais cláusulas contratuais, que estabelecem, dentre outros, as condições de prestação do serviço, os direitos e os deveres dos usuários e dos

concessionários e os padrões de qualidade, qualquer alteração unilateral destas que afete o equilíbrio econômico e financeiro do contrato deverá restabelecê-lo concomitantemente.

Com relação à competência para a homologação dos reajustes e revisões tarifárias, esta foi delegada à entidade responsável pela regulação do setor, que no caso do setor de energia elétrica é a ANEEL, estando esta vinculada à Lei, aos contratos e as normas pertinentes.

Dessa forma, a fórmula paramétrica constante dos contratos de concessão de distribuição foi estabelecida nos estritos limites da discricionariedade que o legislador conferiu ao Poder Concedente, atendendo à política tarifária definida para o setor, de serviço pelo preço, que pressupõe a apropriação de ganhos de eficiência e da competitividade e a alocação dos riscos do mercado à concessionária, sendo que é justamente a aplicação da fórmula de reajuste tal como consta dos contratos de concessão que confere legalidade ao processo, na medida em que se assegura o seu equilíbrio econômico-financeiro. Portanto, não há ilegalidade da metodologia de reajuste tarifário prevista no contrato de concessão das distribuidoras, uma vez aquela foi elaborada observando as diretrizes da legislação do setor.

Com relação à Medida Provisória nº 2.227/01, que sustentou a criação do mecanismo da CVA, esta teria modificado parcialmente a alocação de riscos às concessionárias, tal como definida pela política tarifária imposta inicialmente pelo legislador, na medida em que passou a prever um mecanismo de compensação das variações dos preços, que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões, dos itens de custo não gerenciáveis. Mas o mecanismo da CVA, tal como concebido pela Portaria Interministerial n. 025/2002, captura o efeito das variações de preço sobre os valores da Parcela A, mas não os efeitos causados pela variação da demanda. Dessa forma, mitigou-se o risco de preço, mas não o de mercado. Isso porque, pelo art. 2º da Portaria, o saldo da CVA corresponde à diferença entre o valor do item de custo da Parcela A considerado no último reajuste ou revisão da concessionária e o seu preço na data do pagamento. As variações do mercado são consideradas apenas para verificar se o saldo homologado, calculado conforme art. 2º da Portaria, foi integralmente compensado nos doze meses de sua aplicação às tarifas, conforme estabelece o § 4º do art. 3º da mesma norma.

Não procede a interpretação alternativa feita pelo MME, defendida por muitos na audiência, de que a CVA, tal como definida na Portaria n. 25/2002, permite capturar os efeitos das variações do mercado sobre a arrecadação dos itens de custo da Parcela A, o que seria possível mediante a vinculação do § 4º, art. 3º, ao caput do art. 2º. Essa interpretação fere frontalmente a Lei do Real, bem como as regras de redação definidas na Lei Complementar n. 95, de 26 de fevereiro de 1998, para a elaboração de diplomas legislativos e regulamentares, segundo as quais o parágrafo de um artigo está vinculado exclusivamente ao artigo no qual está inserido⁷⁰. Dessa forma, ainda que seja possível e até recomendável o uso das técnicas teleológica, histórica e sistemática para a interpretação da legislação, estas não podem ultrapassar os limites da literalidade do texto.

Portanto, não é correta a afirmação de que a ANEEL já poderia ter considerado os efeitos das variações do mercado no cálculo do saldo da CVA, mas apenas, como o fez, na verificação da necessidade de compensação do saldo homologado. Se a ANEEL calculasse o saldo da CVA considerando as variações do mercado, estaria ferindo o art. 2º da Portaria n. 25/2002. Além disso, quanto ao argumento de que o MME teria feito uma interpretação autêntica da Portaria n. 25/2002, entende-se que a ANEEL não está vinculada à interpretação lançada pelo Ministério em um parecer técnico, e mesmo supondo que isso fosse possível, tal interpretação não poderia gerar efeitos retroativos, que é vedada por força do art. 5º, XXXVI, da Constituição Federal.

Com relação às decisões do TCU, bastante mencionadas nas contribuições da audiência pública, na realidade, estas em nenhum momento apontaram ilegalidade na aplicação pela ANEEL da metodologia de cálculo das tarifas constante dos contratos de concessão. Além disso, a fórmula de reajuste e todas as demais cláusulas do contrato de

⁷⁰ Art. 11. As disposições normativas serão redigidas com clareza, precisão e ordem lógica, observadas, para esse propósito, as seguintes normas:

III - para a obtenção da ordem lógica:

- a) reunir sob as categorias de agregação – subseção, seção, capítulo, título e livro – apenas as disposições relacionadas com a matéria nelas especificada;
- b) restringir o conteúdo de cada artigo a um único assunto ou princípio;
- c) expressar por meio dos parágrafos os aspectos complementares à norma enunciada no caput do artigo e as exceções à regra por este estabelecida; e
- d) promover as discriminações e enumerações por meio dos incisos, das alíneas e dos itens.

concessão foram submetidas à análise do TCU quando da fiscalização do processo de privatização das empresas, sem que houvesse sido identificada qualquer ilegalidade ou irregularidade no contrato.

Com relação ao argumento de que a própria necessidade de assinatura de um aditivo contratual para alterar a fórmula do reajuste das tarifas comprova a existência de erro e, portanto, ilegalidade da metodologia anterior, entende-se essa alteração como um processo natural de adequação da fórmula à mudança gradual do contexto no qual o serviço é prestado, com o aumento da participação dos encargos setoriais nas tarifas, que passou de 3% para os atuais 11%, e o crescimento contínuo do mercado, dado pela evolução do cenário econômico brasileiro. Dessa forma, a não neutralidade da Parcela A, decorrente da metodologia de reajuste tarifário, definida pelo Poder Concedente nos limites da discricionariedade deixada pelo Legislador, tornou-se inadequada no atual contexto econômico, o que não significa que a fórmula seja ilegal.

Conforme analisado anteriormente, na época das privatizações, era razoável supor que, pela pequena participação dos encargos na tarifa, não se esperaria um efeito muito grande decorrente da aplicação da fórmula de reajuste constante do contrato. Além disso, o regime do serviço pelo preço alocou o risco da demanda à concessionária, permitindo que estas pudessem ser beneficiadas quando houvesse crescimento do mercado ou prejudicadas quando o mercado reduzisse. Acontece que como, em geral, o mercado cresceu sistematicamente nos últimos anos, essa alocação se tornou vantajosa às concessionárias. No período de 2002 a 2009, após o racionamento de energia, apenas nove concessionárias sofreram reduções de mercado, e mesmo assim não em todo o período analisado, mas em anos isolados. E, nesses casos, não houve reparação sobre o prejuízo causado, assim como não pode haver para o caso inverso, quando há ganhos associados ao crescimento do mercado.

Além disso, tal resultado podia até ser esperado quando da assinatura do contrato de concessão, mas não era certo, do contrário não seria um risco, mas sim uma certeza. Admitindo-se a racionalidade dos agentes, também é razoável supor que tal risco, ainda que de difícil mensuração, tenha sido considerado pelas empresas na precificação das concessões quando da participação nos seus processos licitatórios. Utilizando-se da analogia feita no Parecer da Procuradoria Federal da ANEEL, exigir agora das concessionárias a devolução dos valores auferidos em função da alocação do

risco do mercado a elas, se assemelha a “*cobrar retroativamente o prêmio de risco, cujo sinistro não ocorreu*”, ou de outra forma, “*findo o prazo do seguro de um veículo, não pode o segurado tentar reaver os valores pagos a título de prêmio, sob a alegação de que não precisou usá-lo*”.⁷¹

Finalmente, quanto à alegação de que as concessionárias devem responder objetivamente pelos danos causados aos consumidores na prestação dos serviços, independentemente de dolo ou culpa, entende-se que a apropriação de ganhos decorrentes da aplicação da fórmula de reajuste que constava dos contratos de concessão, por não trazer qualquer ilegalidade, não pode ser considerada uma fonte causadora de prejuízo. Trata-se de um resultado decorrente de uma transferência de risco, e não de um erro metodológico.

A proposta de transferência desse risco para os consumidores, com efeitos retroativos, fere o princípio da boa-fé objetiva prevista no art. 422 do Código Civil, e a proteção ao ato jurídico perfeito estabelecido no inciso XXXVI do art. 5º da Constituição Federal, uma vez que a metodologia de reajuste definida nos contratos de concessão, que incorpora os encargos setoriais nos valores das tarifas de energia elétrica e aloca o risco da demanda às concessionárias, foi uma opção metodológica do Poder Concedente, feita nos limites do poder discricionário que lhe foi conferido pelo Legislador.

Entende-se poder discricionário como a prerrogativa concedida à administração pública de escolher, dentre várias alternativas possíveis, aquela que resulta em maior conveniência e oportunidade para o interesse público. Dessa forma, como não há uma única metodologia de reajuste tarifário, coube ao Poder Conceder escolher aquela que, a seu ver, melhor se adequava ao serviço regulado, e uma vez definida, os atos da administração ficam vinculados a ela. Conforme destacado anteriormente, a metodologia de reajuste escolhida pelo Poder Concedente estava alinhada com o regime do serviço pelo preço, que foi definido pelo Legislador como a política tarifária do setor, bem como as características do serviço de distribuição de energia elétrica e com o contexto econômico no qual este estava inserido.

Por todo o exposto, conclui-se que não houve erro ou ilegalidade na

⁷¹ Pag. 25 do Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL.

metodologia de reajuste tarifário prevista nos contratos de concessão firmados entre o Poder Concedente e as distribuidoras de energia elétrica, uma vez que a mesma tão-somente refletiu a política tarifária imposta pelo legislador, tratando-se, portanto, de uma opção metodológica.

A decisão da ANEEL sobre esse processo foi proferida em 14 de dezembro de 2010, por meio do Despacho n. 3.872, no qual a Diretoria da ANEEL resolveu: (i) arquivar a Audiência Pública nº 033/2010, por reconhecer a legalidade da aplicação da fórmula de reajuste das tarifas constante dos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica; (ii) negar tratamento regulatório retroativo da metodologia do aditivo contratual, que neutraliza os efeitos econômicos e financeiros das variações de mercado no repasse dos custos não gerenciáveis da Parcela A, referentes aos encargos setoriais, nos ciclos tarifários já incorridos; e (iii) conhecer e negar provimento aos pedidos de invalidação da metodologia de reajuste tarifário de tarifas de distribuição de energia elétrica.

Dessa forma, em 15 de dezembro de 2010, foi veiculada notícia no jornal *Correio Brasiliense*, com a seguinte manchete: “*ANEEL pune usuário de energia elétrica. Órgão regulador decide a favor das empresas e desobriga o ressarcimento de R\$ 7 bilhões cobrados indevidamente.*”⁷². Afirma-se também que “*A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) deixou os consumidores em segundo plano e preferiu ficar do lado das empresas de energia elétrica*”.

5.10 OS ÚLTIMOS ACONTECIMENTOS

Em 22 de dezembro de 2010, os Parlamentares Eduardo da Fonte, Ciro Nogueira e Alexandre Santos protocolaram na ANEEL pedido de reconsideração com relação à decisão do Despacho n. 3.872/2010, com a assinatura de mais de 200 deputados. Sustentam os Parlamentares que a posição da ANEEL, de não ressarcir os consumidores pelos valores pagos indevidamente em função da aplicação da fórmula de reajuste dos contratos de concessão de distribuição, é insustentável, não podendo a Agência “*se furtar da obrigação de agir no sentido de proteger o direito do consumidor que foi efetivamente lesado*”. O principal argumento é de que as concessionárias

⁷² Por Rosana Hessel.

receberam mais do que era devido pela prestação do serviço, em função da aplicação da fórmula ilegal dos reajustes, e, independentemente de culpa e dolo, são obrigadas a ressarcir os consumidores por isso. Tal medida não afronta a segurança jurídica, mas busca corrigir desequilíbrios contratuais, com enriquecimento sem causa das distribuidoras.

O referido pedido de reconsideração é baseado na suposta decisão do TCU, que teria identificado ilegalidade na metodologia do reajuste tarifário, que, conforme visto anteriormente, não ocorreu. Além disso, há certo tom de ameaça no pedido e desconfiança em relação à atuação da ANEEL, conforme pode ser verificado nos parágrafos abaixo:

9. Frustradas as justas expectativas dos consumidores, os representantes da sociedade civil organizada, o Ministério Público e as Pessoas Jurídicas de Direito Público certamente recorrerão ao Poder Judiciário, para restaurar a situação de equilíbrio contratual e serem ressarcidos daquilo que pagaram indevidamente. (...)

13. A atuação da ANEEL não pode despertar a desconfiança e o ressentimento dos consumidores, sob pena de tornar-se ilegítima. A legitimidade da Agência advirá de sua capacidade de produzir decisões que sejam justas. O sentimento de que o Órgão atua de forma discricionária e arbitrária desperta unicamente a hostilidade em relação à ANEEL.

Essa posição dos Parlamentares foi reforçada na reunião pública de Diretoria da ANEEL que deliberou o referido pedido de reconsideração, em 25 de janeiro de 2011, por meio da manifestação oral do Deputado Eduardo da Fonte, conforme transcrição parcial a seguir: *“Apelo a cada um de vocês (Diretores) para que mostrem ao Brasil que esta Agência Reguladora está a serviço do Brasil, e não a serviço das empresas distribuidoras de energia elétrica. Essa decisão coloca em dúvida a conduta da Agência, que está patrocinando um calote no povo brasileiro.”*

Considerando que os Parlamentares não trouxeram novos argumentos com relação às contribuições recebidas no âmbito da AP 033/2010, foi emitido o Parecer n. 037/2011-PGE/ANEEL, de 18 de janeiro de 2011, o qual reitera as conclusões do Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL, apresentadas na seção anterior.

Dessa forma, em 25 de janeiro de 2011, foi emitido o Despacho n. 181, em que a Diretoria da ANEEL decidiu conhecer e negar provimento ao pedido de

reconsideração interposto pelos parlamentares.

Considerando que a análise jurídica da Procuradoria Geral na ANEEL foi exaustiva, no Voto do Relator do Processo, Diretor Edvaldo Alves de Santana, foram feitas várias considerações acerca do processo, levando em consideração os aspectos históricos, econômicos e regulatórios. O relator destaca, especialmente, o papel do risco regulatório nesse processo e procura demonstrar que a decisão da ANEEL, ainda que não atenda os objetivos imediatistas daqueles que defendem o descumprimento das regras para beneficiar os consumidores, será melhor para a toda a sociedade no longo prazo. Quanto à suposta desconfiança com relação à atuação do regulador, cabe destacar os parágrafos a seguir:

36. Assim, não há dúvida que a ANEEL, a um só tempo, não desprezou a estabilidade regulatória e segurança jurídica e respeitou o consumidor, dado que visou benefícios duradouros, e não metas que seriam obtidas com o tratamento impróprio de contratos. Por isso, não tenho como não seguir a recomendação da PGE, em seu Parecer nº 37/2011-PGE/ANEEL, de 18/01/2011, de conhecer e negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto. Diante de tudo que analisei, também não tenho dúvida que a decisão da ANEEL, ora recorrida, tem sim coerência e consistência, tanto do ponto de vista jurídico quanto regulatório e econômico, no que respondo à questão formulada no item 3 deste Voto.

37. Esses esforços e convicções da ANEEL não têm sido, infelizmente, bem compreendidos. Cada vez mais verificamos ações que procuram pressionar publicamente a Agência, nos colocar na defensiva, o que quase nos intimida. Acho que não é uma boa estratégia intimidar uma agência reguladora que, desde a sua origem, tem feito as coisas de maneira muito responsável e transparente, com *accountability* (prestar contas com responsabilidade e transparência). Não somos infalíveis. Tanto que faz parte de uma de nossas atribuições (por força da Lei nº 9.427/1996) a indicação de aprimoramentos em leis, decretos e, naturalmente, em nossos próprios regulamentos. Ao se sentirem intimidados, os nossos servidores, assim como seus supervisores e até os diretores, podem resistir a diagnosticar problemas, pois podem ser acusados de ilegalidades e de cometerem impropriedades. Isso prejudica muito o desempenho da Agência, que tem função essencial para o desempenho do setor elétrico como um todo.

Destaca-se também a fala do Diretor Geral na referida reunião pública:

“Seria irresponsabilidade nossa se não tomássemos nossas decisões baseadas nas Leis e nos contratos. Por favor, não exijam das Agências que elas rasguem os contratos, isso é péssimo para o país, para a sociedade, para os brasileiros, e com certeza daria um reflexo muito pior para o consumidor.”

E, mais recentemente, em fevereiro de 2011, circula na Câmara dos Deputados um Projeto de Decreto Legislativo, de autoria do Deputado Eduardo da Fonte, que pretende suspender “*os efeitos normativos do ato da Diretoria da ANEEL, que negou o direito dos consumidores brasileiros de serem ressarcidos do erro da metodologia de cálculo que elevou ilegalmente as tarifas de energia elétrica, e obrigar as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a restituir o que receberam indevidamente dos consumidores, no período de 2002 a 2009.*”

Como justificativa para edição de tal Projeto de Decreto Legislativo apresenta-se a necessidade de se evitar a consolidação de um enorme prejuízo causado por ato da ANEEL, que negou o ressarcimento aos consumidores de energia elétrica em função dos reajustes tarifários processados no período de 2002 a 2009 com base nas regras contratuais vigentes. A base legal para essa medida é a Constituição Federal, ao permitir que o Congresso Nacional suspenda os atos normativos do Poder Executivo, incluindo o das Agências Reguladoras, que exorbitarem o poder regulamentar ou os limites de delegação legislativa. Alega-se que o ato da ANEEL, que negou o direito ao ressarcimento dos consumidores, teria exorbitado os poderes delegados à Agência, ultrapassando os limites legislativos impostos pelos seguintes dispositivos legais, regulamentares e contratuais:

- (i) Constituição Federal: as concessionárias respondem objetivamente, independentemente de dolo ou culpa, por todos os prejuízos causados aos consumidores no exercício da concessão;
- (ii) Código de Defesa do Consumidor: todos os consumidores têm direito à reparação dos danos patrimoniais e morais causados pelas empresas na execução do contrato de fornecimento de energia elétrica;
- (iii) Lei nº 8.987/1995: incumbe às concessionárias responder por todos os prejuízos causados aos usuários;
- (iv) Leis nº 9.074/1995, nº 9.427/1996, e Lei nº 10.848/2004: obrigam as distribuidoras à reparação dos prejuízos causados aos consumidores na prestação dos serviços;
- (v) Resoluções da ANEEL nº 456/2000 e 414/2010: obrigam as distribuidoras a providenciar a devolução ao consumidor das quantias recebidas indevidamente;

(vi) Contratos de Concessão: todos consumidores tem o direito contratual de receber o ressarcimento dos danos que lhe sejam causados em função do serviço concedido.

Pelos menos na esfera administrativa, o último ato da ANEEL com relação esse processo foi o Despacho n. 181/20011. Agora caberá esperar os desdobramentos do Projeto de Decreto Legislativo e da Ação Civil Pública movido pelo Ministério Público Federal.

5.11 CONCLUSÃO

A análise dos fatos acima evidencia o enorme conflito de interesses entre os diferentes atores envolvidos no evento regulatório que discutiu a alteração da equação de reajuste das tarifas previsto no contrato de concessão. Identifica-se nesse evento o problema típico do Principal-Agente, que existe na relação entre os formuladores de políticas públicas (Executivo e Legislativo) e a Agência Reguladora, bem como entre esta e os agentes regulados. Destaca-se também o papel da imprensa nos resultados alcançados até o momento, demonstrando-se o impacto da pressão política e social na tomada de decisão dos atores.

Resta claro que o legislador brasileiro optou por definir nas Leis apenas as diretrizes gerais da política tarifária aplicável ao setor de distribuição de energia elétrica, que é o serviço pelo preço, deixando para os contratos de concessão o detalhamento desta política, por meio da fixação de regras de reajuste e revisão das tarifas. Nesse desenho regulatório, compete à ANEEL homologar os novos valores das tarifas observando a legislação vigente e as condições do contrato de concessão, que traz explicitamente a fórmula de cálculo dos reajustes tarifários, concedendo-lhe discricionariedade apenas na definição das metodologias de revisão tarifária.

Quando da identificação de um problema na fórmula de reajuste das tarifas, com grande repercussão nacional e impacto político, o desenho regulatório do setor, bem como a sua capacidade de produzir resultados eficientes, passou a ser fortemente questionado por toda a sociedade. Buscou-se entender as razões do problema, identificar os responsáveis e encontrar as possíveis soluções para ele. O problema consiste basicamente nos ganhos de receita das concessionárias derivados do aumento da escala do negócio, ou seja, do crescimento da demanda, produzindo efeitos sobre a

arrecadação de custos considerados não gerenciáveis, particularmente os encargos setoriais.

O processo foi principalmente conduzido pela ANEEL, desde a identificação do problema, em 2007, até a celebração do aditivo contratual para aperfeiçoar a metodologia dos reajustes a partir de 2010. Mas a posição da Agência de defender os contratos de concessão, não procedendo o ressarcimento dos consumidores pelos reajustes processados com base nas regras antigas, impondo um aparente prejuízo aos consumidores, não é aceita pela maioria das instituições atuantes no processo, como a Câmara dos Deputados, representantes dos consumidores de energia elétrica, o Ministério Público e, em certa medida, o TCU, pelo menos a sua SEFID, que defendem o descumprimento dos contratos.

É nítida a preocupação da ANEEL com a legalidade dos seus atos, o que pode ser comprovado pelo número de pareceres jurídicos emitidos, bem como com o risco regulatório das suas decisões, na medida em que não coaduna com a idéia de reinterpretções retroativas de regras definidas na legislação do setor e no contrato de concessão. Mas a posição da Agência Reguladora está sendo questionada na Justiça pelo Ministério Público Federal, que moveu uma Ação Civil Pública contra os resultados alcançados pelo processo, e existe uma ameaça de que o mesmo seja feito por Parlamentares da Câmara dos Deputados, que questionam inclusive a idoneidade dos reguladores.

O próximo capítulo analisa as decisões da Agência e os resultados obtidos por meio de um modelo inserido no arcabouço da teoria política positiva da regulação.

6 A BUSCA DA CREDIBILIDADE

6.1 INTRODUÇÃO

Vimos que a regulação econômica é necessária para corrigir falhas de mercado, como os monopólios naturais, buscando a maximização do bem-estar social, e que o desempenho da regulação depende da dotação institucional do país, formada pelas organizações políticas, econômicas e sociais e pelas “regras do jogo”, que são os mecanismos formais e informais que determinam a tomada de decisão dos diferentes grupos de interesse (legislativo, executivo, empresas, consumidores etc) nos problemas regulatórios. Dessa forma, na análise do desenho regulatório, dois fatores devem ser considerados, os mecanismos de incentivo e a governança regulatória, que são as variáveis de escolha dos formuladores de políticas públicas. Os mecanismos de incentivo referem-se às regras de formação dos preços, como o custo do serviço ou o *price cap*, que objetivam definir tarifas justas, que sejam atrativas aos investidores e módicas aos consumidores. A governança regulatória consiste nos mecanismos de garantia da credibilidade do processo regulatório, protegendo os investidores das expropriações administrativas e a regulação da captura por grupos de interesses.

A teoria política positiva mostra que os mecanismos de incentivo dificilmente são aplicáveis na forma como desenhados e, portanto, os resultados da regulação são diferentes daqueles esperados. Isso porque, assumindo racionalidade dos agentes, na escolha do desenho regulatório, cada grupo de interesse, que possui preferências próprias, irá tentar influenciar o processo regulatório de forma a maximizar a sua utilidade.

Esse conflito de interesses é bastante evidente no processo que estabeleceu a alteração da fórmula do reajuste tarifário anual das tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 2010. A partir da identificação de um problema, a não neutralidade dos custos não gerenciáveis, que integram a denominada Parcela A, a ANEEL defendeu a legalidade das regras vigentes e apontou duas medidas para solucioná-lo: primeiramente, a alteração da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002, que define a metodologia de cálculo da CVA e, em um segundo momento, a alteração da fórmula de cálculo do reajuste tarifário constante dos contratos de concessão, por meio da proposição de um termo aditivo bilateral às concessionárias. Por outro lado,

parlamentares da Câmara dos Deputados e o Ministério Público Federal defenderam o descumprimento das regras vigentes e a alteração unilateral dos contratos pelo Poder Concedente, com aplicação de efeitos retroativos, além de colocarem em dúvida a atuação da ANEEL nesse processo. Já os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda entenderam desnecessária a alteração da Portaria da CVA e se abstiveram de qualquer responsabilidade sobre o problema, transferindo toda a responsabilidade para a Agência.

Vários trabalhos foram desenvolvidos utilizando a abordagem política positiva para demonstrar o papel das instituições no desempenho da regulação. Um modelo muito interessante nesse sentido busca capturar o *trade-off* básico entre controle e credibilidade que existe na escolha do desenho regulatório ótimo e na solução de problemas regulatórios que envolvem conflitos de interesse. Esse modelo coloca as preferências dos atores (legislativo, executivo, agências, empresas, consumidores etc) num espaço unidimensional relacionado ao nível das tarifas dos serviços públicos e busca mostrar o impacto do custo da credibilidade na tomada de decisão desses.

O objetivo deste capítulo é utilizar esse mesmo instrumental para analisar o processo de alteração da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica, identificando as preferências dos principais atores envolvidos nesse evento regulatório e o papel do custo de credibilidade e da pressão política e social nos resultados obtidos.

6.2 O MODELO

A análise desse capítulo é baseada no modelo desenvolvido por MUELLER e PEREIRA (2002), que procura demonstrar o papel do custo da credibilidade no desenho regulatório de um país ou de um setor específico da economia. Parte-se do pressuposto que diferentes desenhos regulatórios levarão a diferentes resultados econômicos, afetando de forma distinta os grupos de interesse envolvidos no processo regulatório, que reagirão com apoio ou reprovação política. Dessa forma, o formulador de políticas públicas, que geralmente é o legislativo ou o executivo, tem preferências bem definidas quanto aos resultados esperados com a regulação e buscarão escolher o desenho regulatório que maximiza o apoio político em relação às suas escolhas.

No modelo, o regulador é considerado um jogador individual, cuja preferência é dada, e o Executivo/Legislativo tem a possibilidade de escolher qualquer

desenho regulatório, de acordo com as suas preferências⁷³. Se não houvesse qualquer restrição com relação às escolhas feitas, os formuladores de políticas públicas escolheriam um desenho regulatório que representasse exatamente as suas preferências, mas como será visto a seguir, existe um custo de credibilidade associado às suas escolhas. As preferências dos atores envolvidos no processo regulatório são representadas por um ponto num espaço unidimensional, que pode significar, por exemplo, o nível da tarifa do serviço público regulado, sendo que a utilidade⁷⁴ diminui à medida que o resultado se afasta do ponto ótimo.

Assume-se que o desenho regulatório envolve escolhas com relação a três aspectos: (i) as condições para a nomeação dos dirigentes da agência; (ii) a estrutura interna e os procedimentos para a tomada de decisão da agência; e (iii) a política tarifária inicial. Os dois primeiros parâmetros determinam o desenho das agências, e devem ser escolhidos simultaneamente. Isso porque as preferências das agências podem não coincidir com as preferências do Executivo/Legislativo, e como na relação entre estes reside o problema da assimetria da informação, será preciso definir mecanismos de controle sobre as decisões do regulador, de tal forma que este implemente a política tarifária inicial escolhida. Uma vez definido o desenho da agência, a política tarifária inicial é obtida de forma endógena pelo modelo.

Embora os dois primeiros parâmetros que determinam o desenho das agências sejam escolhidos simultaneamente, para facilitar a compreensão dos resultados, os autores iniciam as análises modelando as duas escolhas separadamente, e depois juntam as duas em um único modelo. Dessa forma, analisando primeiramente a escolha do regulador, na Figura 6.1 abaixo, o ponto P representa a preferência do Executivo/Legislativo, que é considerada uma variável exógena ao modelo, e a sua utilidade é dada por $U = -\alpha|A - P|$, onde α é o parâmetro que mede a intensidade da preferência, equivalente à inclinação da curva de utilidade, e o ponto A representa a preferência do regulador. Dessa forma, a utilidade do Executivo/Legislativo depende da distância entre a preferência do regulador escolhido e da sua preferência, e da intensidade das suas preferências.

⁷³ Em economia, as escolhas dos atores são determinadas por suas preferências.

⁷⁴ A utilidade descreve as preferências dos atores e é representada por uma função.

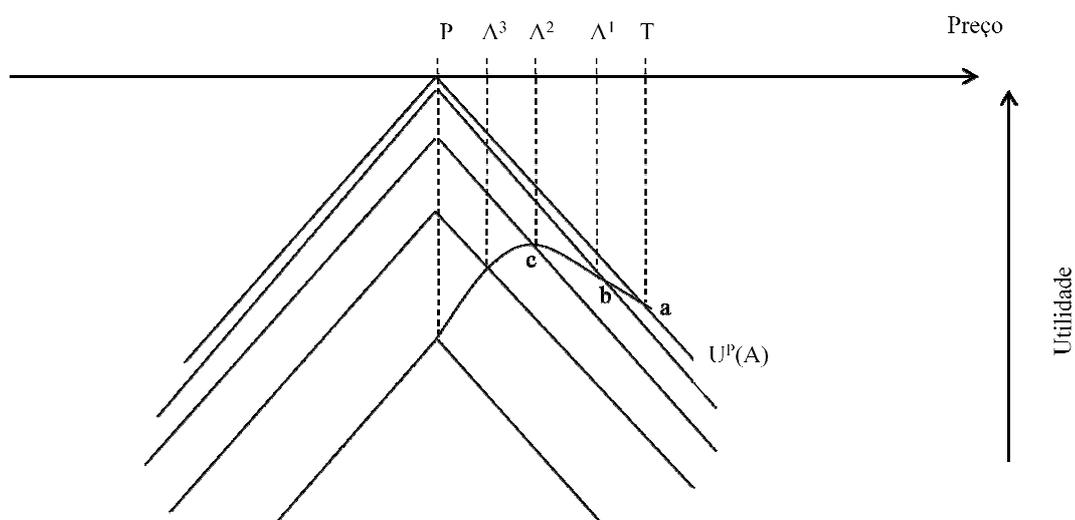


Figura 6.1: A escolha do regulador

O ponto T representa o ponto ótimo do mercado, que é aquele que maximiza o bem-estar social, alcançando o maior nível de confiança dos investidores. O ponto T seria escolhido pelo Executivo/Legislativo se o seu único critério de escolha fosse a eficiência da regulação, sem considerar fatores políticos e estratégicos. Mas como os fatores políticos importam, T pode não coincidir com P, e o Executivo/Legislativo irá escolher um desenho que garanta um ponto A o mais próximo possível das suas preferências.

Na decisão do Executivo/Legislativo, leva-se em consideração que quanto mais afastado o ponto A de P, menor será a utilidade resultante do regulador escolhido. Por outro lado, o desvio de A em relação ao ponto eficiente do mercado gera uma perda de credibilidade ao processo regulatório, representado pelo deslocamento da curva de utilidade para baixo. O custo de credibilidade depende do tamanho do desvio em relação ao ponto eficiente e da reputação do governo, sendo dado por $C = \theta (|T - A|)$, onde $\theta > 0$ e $\theta_{AA} > 0$. Ou seja, quanto mais afastado o ponto A de T, maior será o custo de credibilidade associado ao regulador escolhido. Dessa forma, a escolha quanto ao regulador depende do *trade-off* entre o benefício marginal da aproximação de A da sua preferência P, dado por α , e o custo marginal decorrente da perda de credibilidade em função do afastamento de A do ponto eficiente T, dado por θ . Como α é constante e θ

aumenta mais que proporcionalmente ao aumento da distância entre A e T, a utilidade será maximizada no ponto onde $\alpha = \theta$.

Na figura acima, a escolha do regulador A^1 resulta em ganho de utilidade para o Executivo/Legislativo, que passa de “a” para “b”. Isso porque α ainda é maior que θ , ou seja, o aumento da utilidade decorrente da escolha de um regulador mais aderente aos seus interesses é maior que a perda de credibilidade decorrente do afastamento deste em relação ao ponto de eficiência do mercado. A utilidade do Executivo/Legislativo é maximizada com a escolha do regulador A^2 , no ponto “c”, onde α é igual a θ , a partir deste ponto, os deslocamentos à esquerda implicarão perda de utilidade, pois θ será maior que α .

No modelo acima, com os parâmetros dados, a escolha ótima do desenho regulatório resultou num ponto entre P e T, mas é possível que a escolha seja um desses próprios pontos, o que dependerá das relações entre os parâmetros α e θ , conforme proposição abaixo:

Para todo $A \in [P, T]$:

Se existe A^* , onde - $\alpha = \theta$, então o ponto ótimo será A^*

Se para cada A^* , - $\alpha < \theta$, então o ponto ótimo será $A^* = T$; e

Se para cada A^* , - $\alpha > \theta$, então o ponto ótimo será $A^* = P$.⁷⁵

Agora com relação à escolha da estrutura e dos procedimentos de decisão do regulador, considera-se que tanto as preferências do Executivo/Legislativo quanto as do regulador, representadas respectivamente pelos pontos P e A, são variáveis exógenas ao modelo, e assume-se que a variável de escolha agora é o nível de controle daquele sobre a tomada de decisão deste, representado por D, que também pode ser interpretado como o custo para o regulador mudar a política inicial definida pelo Executivo/Legislativo. Quanto maior for o nível de controle do Executivo/Legislativo sobre as decisões do regulador, menos autônomo será o seu processo decisório, e, portanto, menor será a utilidade do regulador, dada por $U^A(A) - D^X$. Dessa forma, o Executivo/Legislativo irá escolher o nível de controle D^x , que suporta a política tarifária x, de tal forma que o regulador será indiferente entre mudar o *status quo* inicial de x para A.

⁷⁵ MUELLER e PEREIRA (2002), pag. 13.

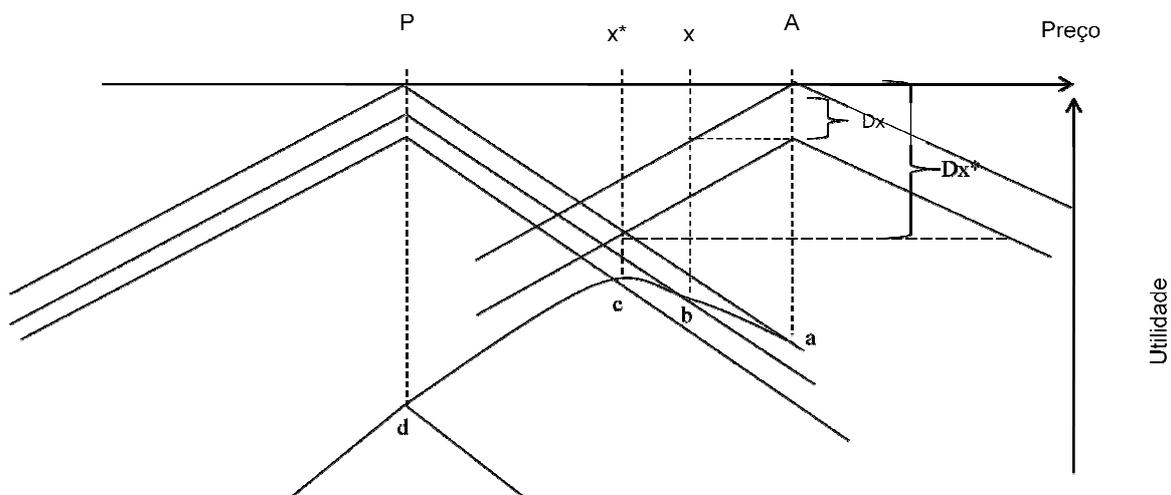


Figura 6.2: O desenho das Agências

Entretanto, nesse caso também é preciso considerar que mais controle sobre as decisões do regulador implica perda de credibilidade para o processo regulatório. O custo de credibilidade é dado por $C^* = \Omega(D)$, onde $\Omega_D > 0$ e $\Omega_{DD} \geq 0$, e, da mesma forma que no caso anterior, o custo de credibilidade cresce numa proporção maior que o aumento no nível de controle imposto sobre as decisões do regulador. Já o benefício marginal de se alcançar uma política tarifária inicial x mais próxima de P é dado por α/γ , onde α é a inclinação da curva de utilidade do Executivo/Legislativo e γ é a inclinação da curva de utilidade do regulador.

Dessa forma, a escolha do Executivo/Legislativo se dará no ponto onde o custo marginal de se impor um determinado nível de controle sobre as decisões do regulador para que este implemente a política tarifária inicial é igual ao benefício marginal alcançado com esta, ou seja, quando $\Omega_x = \alpha/\gamma$. Na figura acima este ponto está representado por “c”, onde a política inicial é x^* e o nível de controle D^* .

O ponto ótimo poderá ficar entre P e A , ou pode ser um desses pontos, conforme condições a seguir:

Assumindo $A > P$, então Para todo $x^* \in [P, A]$:

Se existe x tal que, $\Omega_D = \alpha/\gamma$, então o ponto ótimo será $x^* = D^*/\gamma$;

Se para cada x , $\Omega_D > \alpha/\gamma$, então o ponto ótimo será $x^* = A$; e

Se para cada x , $\Omega_D < \frac{\alpha}{\gamma}$, então o ponto ótimo será $x^* = P$.⁷⁶

Posteriormente, os autores demonstram o resultado decorrente da escolha simultânea das preferências da agência e da sua estrutura e procedimentos (ou nível de controle sobre as suas decisões), caso em que o custo da credibilidade irá depender das duas variáveis A e D , dado por $\varphi(A, D)$, onde $\varphi_A \geq 0$, $\varphi_{AA} \geq 0$, $\varphi_D \geq 0$, $\varphi_{DD} \geq 0$ e $\varphi_{AD} \leq 0$. Assumindo $T > P$, a escolha ótima do desenho regulatório dependerá das seguintes condições:

- Para A ótimo:

Se existe A^* , tal que $-\alpha = \varphi_A$, então o ponto ótimo será A^*

Se para cada A^* , $-\alpha < \varphi_A$, então o ponto ótimo será $A^* = T$; e

Se para cada A^* , $-\alpha > \varphi_A$, então o ponto ótimo será $A^* = P$.

- Para x e D ótimo:

Se existe $D \in [0, D^P]$ tal que $\varphi_D = \frac{\alpha}{\gamma}$, então $x^* = \frac{D^*}{\gamma}$

Se para cada $D \in [0, D^P]$, $\varphi_D > \frac{\alpha}{\gamma}$, então $x^* = A^*$; e

Se para cada $D \in [0, D^P]$, $\varphi_D < \frac{\alpha}{\gamma}$, então $x^* = P$.⁷⁷

Dessa forma, o modelo acima considera que a escolha do desenho regulatório ótimo pelo Executivo/Legislativo, ou seja, as preferências da Agência (A), o nível de controle sobre ela (D) e a política inicial (x), depende das restrições de credibilidade impostas ao governo e da necessidade de se estabelecer compromissos críveis, que diferem entre países ou setores regulados, conforme a dotação/instituição de cada um deles.

Analisando o caso da regulação no Brasil, MUELLER e PEREIRA (2002) defendem que neste país, mais do que em outros, a principal motivação para a criação das agências reguladoras foi a necessidade de conquistar credibilidade, estabelecendo o compromisso crível de que o governo não interferiria arbitrariamente na economia. Isso porque a conquista da confiança dos investidores era condição necessária para o sucesso

⁷⁶ MUELLER e PEREIRA (2002), pag. 15.

⁷⁷ MUELLER e PEREIRA (2002), pag. 16.

das privatizações. Essa necessidade decorreu do histórico de intervenções do governo na economia, por questões eleitorais ou pela necessidade de conter a inflação, com congelamentos de preços, manipulação de variáveis econômicas, quebra de contratos, desrespeito aos direitos de propriedade, confisco de poupança, mudanças de regras etc.

Os autores concluem também que, embora a grande maioria da literatura aponte o Legislativo como a principal instituição responsável por delegar poderes aos reguladores, no Brasil, esse papel é desempenhado pelo Executivo, na figura do Presidente da República. Isso decorreria do sistema político brasileiro, extremamente concentrado, que favorece o Executivo e os partidos da sua base aliada, que conseguem aprovar uma legislação nova por meio da concessão de benefícios financeiros e políticos aos parlamentares.

Outro ponto de destaque é que no Brasil a política tarifária inicial, a qual os reguladores estariam vinculados, foi estabelecida nos contratos de concessão decorrentes do processo da privatização das empresas, na medida em que definem as regras de reajuste e revisão das tarifas que definem o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos. Já o desenho das agências reguladoras foi definido em Lei específica para cada setor regulado, que estabelece as condições para a nomeação dos dirigentes (indicação do presidente com aprovação do senado, mandatos fixos e não coincidentes com o executivo etc) e as regras para a tomada de decisão do regulador (níveis hierárquicos, reuniões públicas, audiências públicas etc).

6.3 O CASO DO REAJUSTE DAS TARIFAS

O objetivo dessa seção é analisar o processo de alteração da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica, utilizando o mesmo instrumental do modelo descrito anteriormente, demonstrando o papel do custo da credibilidade do processo regulatório na decisão da ANEEL, ao respeitar as regras vigentes e propor um aditivo aos contratos de concessão, e do custo político no posicionamento do Poder Executivo (MME/MF), ao defender uma interpretação alternativa da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002, transferindo toda a responsabilidade pela solução do problema à Agência.

A análise será dividida em dois momentos, antes e após a divulgação do problema regulatório pela imprensa, em outubro de 2009, quando a pressão política e

social formada acabou interferindo no encaminhamento do processo e, portanto, nos resultados alcançados.

Nesse evento, as “regras do jogo”, ou seja, os mecanismos de incentivo e os instrumentos de governança regulatória ou, ainda, utilizando a linguagem do modelo de MUELLER e PEREIRA (2002), a política tarifária inicial, as preferências dos dirigentes da Agência e as regras para a sua tomada de decisão, já estavam estabelecido quando da identificação do problema regulatório. A variável de escolha não será o desenho regulatório do setor, que já está definido, mas a melhor solução para um problema regulatório identificado, o da não neutralidade dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias.

Segundo SPILLER e VOGELSANG (1997), qualquer modelo que analise as escolhas regulatórias deve especificar os atores envolvidos, as suas preferências e a sequência das decisões. No caso deste evento regulatório, toda especificação foi feita de forma bastante detalhada no capítulo anterior. Os principais atores envolvidos nesse processo são os consumidores de energia elétrica, as concessionárias de distribuição, a ANEEL, o Executivo (MME e MF), o TCU, o Legislativo (Parlamentares da Câmara dos Deputados), o Ministério Público Federal e a Justiça. Entretanto, embora todos esses atores tenham participado ativamente no processo, a análise será focada nas decisões da ANEEL, que tem a competência legal para gerir os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, tendo conduzido todo o processo, do começo ao fim, e cujas decisões são alvos de críticas de toda a sociedade.

Conforme analisado nos capítulos anteriores, o processo de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica segue as seguintes regras:

- (i) pelo art. 175 da Constituição Federal da República, incumbe ao Poder Público prestar os serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, na forma da Lei, que disporá sobre a política tarifária, os direitos dos usuários e prestadores de serviço e as condições do serviço adequado;
- (ii) tal como definido nas Leis n. 8.987/95 e 9.427/96, a política tarifária aplicada ao serviço público de distribuição de energia elétrica é o serviço pelo preço, que pressupõe: a prestação do serviço por conta e risco da concessionária; a fixação de tarifas máximas no contrato de concessão

resultante do processo de licitação da concessão; a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da concessão pelo atendimento das regras de reajuste e revisão das tarifas previstas no respectivo contrato; e a apropriação de ganhos de eficiência e da competitividade, em benefício dos usuários e prestadores de serviço;

(iii) as regras de reajuste e revisão das tarifas são cláusulas essenciais do contrato, que foram definidas pelo Poder Público, de acordo com estudo do BNDES, com aprovação do TCU;

(iv) o modelo de regulação escolhido é denominado “*Price Cap with Cost Pass Through*”, no qual os custos não gerenciáveis pelas concessionárias são repassados integralmente às tarifas de acordo com as condições vigentes e os custos gerenciáveis são definidos por meio de metodologias de regulação por incentivo;

(v) a regulação do serviço público de distribuição de energia elétrica foi delegada à ANEEL, que tem a competência para gerir os contratos de concessão, homologando os reajustes e as revisões das tarifas, nas condições do respectivo contrato e da legislação;

(vi) de acordo com os contratos de concessão de distribuição, a ANEEL deverá proceder as revisões tarifárias periódicas, em média a cada quatro anos, considerando: as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária; a comparação com o desempenho de empresas similares no contexto nacional e nacional; e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária;

(vii) nas revisões tarifárias periódicas também devem ser calculados os valores do Fator X que serão aplicados nos reajustes tarifários subsequentes como forma de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade das concessionárias;

(viii) o reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica é realizado nos anos em que não ocorrem as revisões tarifárias periódicas, por meio de fórmula paramétrica específica constante do contrato de concessão;

(ix) para fins do reajuste tarifário anual, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: a Parcela A, formado por custos não gerenciáveis, como compra e transporte de energia para o atendimento do

mercado, mais os encargos setoriais; e a Parcela B corresponde à parcela remanescente da receita após a dedução da Parcela A, designada à cobertura dos custos gerenciáveis (remuneração e depreciação do capital investido na concessão e custos de operação e manutenção dos ativos de distribuição de energia elétrica);

(x) o Índice de Reajuste Tarifário - IRT é dado pelas seguintes equações:

$$IRT = \frac{[VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm X)]}{RA0}$$

$$VPB0 = (RA0 - VPA0)^{78}$$

(xi) a Portaria Interministerial MME/MF n. 025/2002, em atendimento à Medida Provisória n. 2.227/2001, criou a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

(xii) a CVA é um valor financeiro extracontratual que deve ser considerado na apuração dos índices de reajuste e revisão das tarifas, aumentando-os ou diminuindo-os, de forma a compensar as concessionárias pelas variações dos valores dos itens de custo não gerenciáveis que não foram previstos nos reajustes e revisões tarifárias anteriores;

(xiii) o saldo da CVA é definido como “*o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira*”.

A sequência de tomadas de decisão da ANEEL no processo de alteração da fórmula do reajuste anual das tarifas de fornecimento de energia elétrica será descrita e analisada a seguir.

⁷⁸ Onde: RA0 = receita dada pela aplicação das tarifas vigentes ao mercado dos últimos doze meses; VPA1 = valor da Parcela A na data do reajuste em processamento; VPB0 = valor da Parcela B na data do reajuste anterior; IVI = variação do IGPM nos últimos doze meses; e X = valor definido na última revisão tarifária periódica que representa a estimativa para o ganho ou perda de produtividade da concessionária.

6.3.1 Solução Second-Best

Muitos estudos foram realizados pela ANEEL até a completa compreensão dos efeitos causados pelos procedimentos de cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica, quando, em 2007, identificou-se a necessidade de alterar a cláusula contratual que define a fórmula do reajuste tarifário anual, constante dos contratos de concessão, e também a metodologia de cálculo da CVA, definida na Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002.

Em síntese, de acordo com os estudos realizados pela ANEEL, os procedimentos de cálculo das tarifas definidos nos contratos de concessão e na legislação do setor causavam a denominada não neutralidade da parcela A, que possui dois componentes, um econômico e um financeiro, conforme descritos, a seguir:

- (i) componente econômico: pelas subcláusulas quinta e sexta dos contratos de concessão das distribuidoras, no cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, a Parcela B é obtida pela diferença entre a receita da concessionária dos últimos doze meses e a Parcela A. Como a receita varia conforme a variação do mercado, mas alguns itens de custo da Parcela A são fixos, particularmente os encargos setoriais, a Parcela B dos reajustes incorpora os ganhos ou as perdas auferidas pelas concessionárias nos últimos doze meses decorrentes da arrecadação de custos fixos. O efeito causado pela aplicação da fórmula do IRT se acumula a cada ano, no período entre as revisões tarifárias;
- (ii) componente financeiro: pelo art. 2º da Portaria Interministerial MME/MF n. 25/2002, o saldo da CVA corresponde à diferença entre o valor do item de custo da Parcela A na data do último reajuste tarifário e o valor do referido item na data do seu pagamento, sem considerar a receita da concessionária com a arrecadação desses custos. A CVA considera o efeito das variações dos preços, mas não das variações do mercado, permite-se que haja perdas ou ganhos às concessionárias com os custos da Parcela A, particularmente os encargos setoriais.

Entretanto, conforme destacado nos capítulos anteriores, naquele contexto não havia perspectiva de que uma proposta de aditivo contratual seria aceita pelas

distribuidoras, que se mostravam relutantes em aceitar qualquer alteração de regra que viesse a reduzir as suas receitas. Na prática, em um cenário de crescimento contínuo do mercado, as concessionárias teriam muito mais a ganhar com a aplicação da fórmula de reajuste e da metodologia de cálculo da CVA vigentes do que com a neutralidade dos custos não gerenciáveis da Parcela A. E, apesar dos próprios dirigentes da ANEEL já falarem abertamente sobre o problema nas reuniões públicas de Diretoria, não havia um ambiente política e social que pudesse sustentar a proposta de aditivo.

Dessa forma, a estratégia inicial escolhida pela Agência foi garantir a alteração da metodologia da CVA, mecanismo extracontratual definido por meio de Portaria Interministerial, que não dependia de aprovação das concessionárias, pelo menos formalmente. Dessa forma, em outubro de 2008, a ANEEL encaminhou ao MME proposta de alteração da CVA.

Pela política tarifária inicial aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica, as variações nos custos e na receita que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias deviam ser suportadas pelas concessionárias, não havia qualquer mecanismo contratual ou legal que neutralizava o risco das variações de preço e de mercado. Apenas variações com impacto muito grande, que comprovadamente desequilibrassem a concessão dariam causa às revisões tarifárias extraordinárias. Dessa forma, sob a ótica do modelo apresentado na seção anterior, a criação da CVA pode ser interpretada como uma alteração da política tarifária inicial definida para o setor de distribuição de energia elétrica, mediante iniciativa do Legislativo e do Executivo, em função de alterações significativas nas condições nas quais o serviço era executado. Nesse contexto, caberia à ANEEL tão somente implementar a nova política tarifária definida na legislação.

Vimos anteriormente que na época da privatização das empresas, os encargos setoriais representavam uma parcela muito pequena das tarifas, e não havia certeza quanto ao comportamento do mercado de energia elétrica, portanto, é razoável supor que a inclusão de custos não gerenciáveis nas tarifas e a alocação do risco da demanda às concessionárias não pudessem causar perdas ou ganhos excessivos a elas. Entretanto, com o aumento da participação dos encargos setoriais nas tarifas, que passou de 3% para os atuais 11%, e com o crescimento contínuo do mercado, em média 4% ao

ano⁷⁹, os efeitos causados pela aplicação da fórmula paramétrica do reajuste e, posteriormente, com a metodologia equivocada da CVA, passaram a beneficiar demasiadamente as concessionárias, em detrimento dos consumidores, com um aumento de cerca de 0,5% no índice de reajuste das tarifas.

Dessa forma, o contexto tinha sido alterado novamente, ensejando nova alteração na política tarifária do setor, de forma a garantir efetivamente a neutralidade da Parcela A, ou seja, garantir que as concessionárias não ganhassem ou perdessem com as variações de preço e de mercado sobre os custos não gerenciáveis. É preciso destacar que mesmo que não houvesse o efeito provocado pela fórmula paramétrica de reajuste das tarifas, ou seja, mesmo que a Parcela B não fosse obtida pela diferença entre a receita e a Parcela A, ainda assim seria necessário alterar o cálculo da CVA, para que esta compensasse apenas as efetivas perdas ou ganhos das concessionárias decorrentes das variações dos valores dos itens de custo da Parcela A.

Seguindo o modelo de MUELLER e PEREIRA (2002), na Figura 6.3 abaixo, o ponto A representa a preferência do regulador, que consiste na tarifa que garante a neutralidade dos itens de custo da Parcela A, eliminando-se os efeitos econômicos e financeiros decorrentes das variações de mercado e de preço sobre esses itens de custo, o que se daria mediante alteração do contrato de concessão e da CVA. Já os pontos P' e P'' representam as tarifas resultantes da política tarifária definida pelo Legislativo/Executivo para o setor, dada pela aplicação da fórmula de reajuste que constava dos contratos de concessão originais e da metodologia da CVA tal como definida na Portaria Interministerial MF/MME n. 25/2002.

⁷⁹ Média dos últimos sete anos, com base nas informações do SAD – Sistema de Apoio à Decisão, banco de dados da ANEEL.

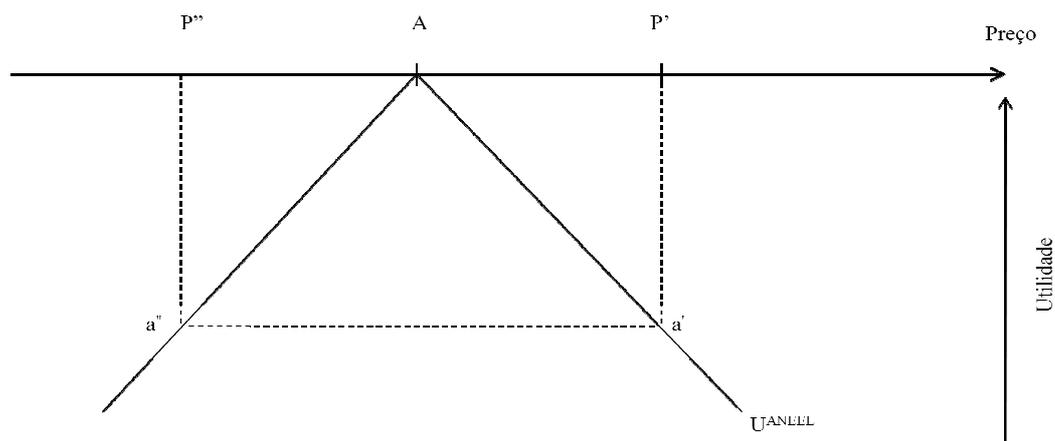


Figura 6.3: A preferência do regulador

Para simplificação das análises, considera-se que não há variação de preços entre os reajustes e revisões tarifárias, apenas variações de mercado⁸⁰. Dessa forma, o ponto P' refere-se à situação de crescimento do mercado, quando a tarifa resultante da política tarifária será maior que a tarifa com neutralidade da Parcela A, e o ponto P'' refere-se à situação inversa, de redução do mercado, quando a tarifa resultante da política tarifária será menor que a tarifa com neutralidade da Parcela A. Em qualquer dos casos, afastamentos com relação à tarifa com neutralidade da Parcela A, implica perda de utilidade para a ANEEL, que é dada por: $U = -\alpha / P - A$.

Com a alteração apenas da metodologia da CVA, a tarifa atingiria um ponto entre A e P, conforme mostrado na Figura 6.4 a seguir. Eliminar-se-ia o componente financeiro da não neutralidade da Parcela A, mas não o componente econômico, dado pela aplicação da fórmula paramétrica do reajuste tarifário dos contratos de concessão. Essa solução não alcançaria o ponto de preferência da ANEEL, o ponto A, mas corrigia parte do problema, e, portanto, pode ser denominada de solução *second-best*.

⁸⁰ Essa hipótese será mantida em todas as simulações feitas daqui em diante.

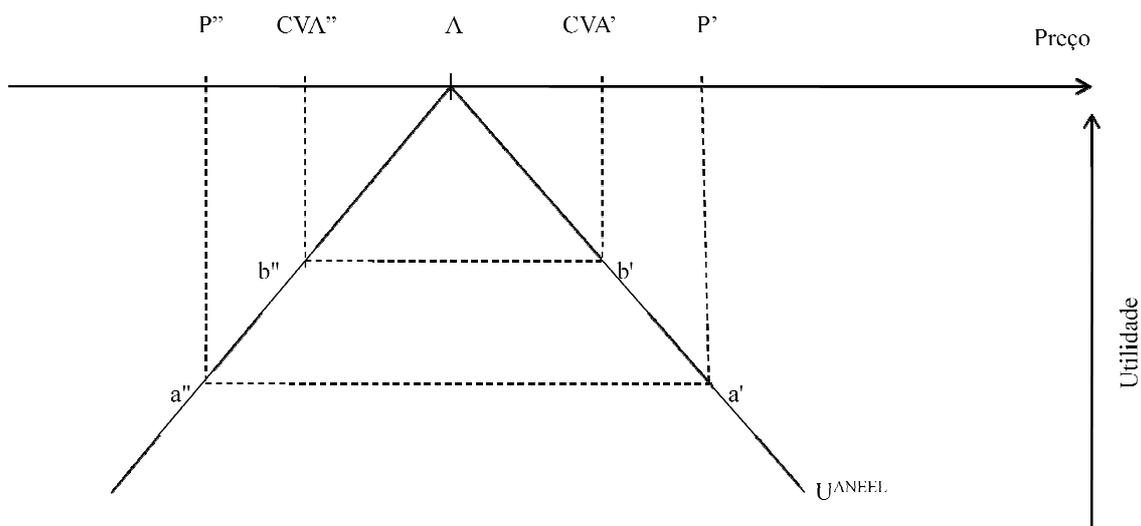


Figura 6.4: A solução *second-best*

O ponto CVA' representa a situação com crescimento do mercado, quando a concessionária devolve aos consumidores os valores arrecadados a maior a título de custos não gerenciáveis, portanto a tarifa resultante da alteração da CVA é menor que a tarifa da política tarifária vigente, mas é superior à tarifa com neutralidade plena da Parcela A, que corresponde ao ponto de preferência da ANEEL, o ponto A, que se verificaria mediante alteração da CVA e do contrato de concessão. E o ponto CVA'' representa a situação inversa, com redução do mercado, quando a concessionária é compensada pelos consumidores pela arrecadação insuficiente de custos não gerenciáveis, portanto a tarifa resultante da alteração da CVA é maior que a tarifa da política tarifária vigente, mas é inferior à tarifa que garante a neutralidade plena da Parcela A.

No entendimento da ANEEL, a alteração da metodologia da CVA não gerava qualquer perda de credibilidade ao processo regulatório, pois esta não era prevista no contrato de concessão quando da sua assinatura. Além disso, da mesma forma que tinha sido criada para adequar a política tarifária do setor ao novo contexto regulatório, no qual as variações dos valores dos custos não gerenciáveis que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias passaram a impor perdas excessivas às concessionárias, ela também poderia ser alterada para considerar o efeito da variação do mercado no seu cálculo, que passara a beneficiar demasiadamente as concessionárias. E a forma da sua alteração era compatível com a sua criação, ou seja, por meio da edição

de uma nova Portaria Interministerial, cujos efeitos se dariam apenas a partir da sua publicação. Como não se tratava de uma reinterpretação de regra e nem de correção de uma ilegalidade, não caberiam efeitos retroativos, portanto, estava preservada a segurança jurídica.

A princípio, o MME tinha concordado com a proposta de alteração da CVA encaminhada pela ANEEL, o que pode ser comprovado pela declaração do Secretário de Energia na primeira audiência promovida pela CPI das Tarifas. Entretanto, a medida já era alvo de diversas críticas por parte das concessionárias, que tentavam convencer o Ministério da ilegalidade da proposta da ANEEL, alegando que as variações do mercado tinham sido alocadas às distribuidoras pelos contratos de concessão por fazer parte do risco do negócio e, portanto, não poderiam ser neutralizadas.

Essas alegações foram submetidas à apreciação da Procuradoria Geral da ANEEL e da Consultoria Jurídica do MME, que concluíram que como a CVA tinha sido criada para compensar as concessionárias pelas variações dos valores dos itens de custo da Parcela A não previstas nos reajustes e revisões tarifárias, não haveria razão para que na apuração dessa compensação não fossem considerados os valores arrecadados pelas concessionárias pela aplicação das tarifas vigentes aos seus mercados. Uma vez que tinha se eliminado o risco das variações de preço nos custos não gerenciáveis, alterando-se a política tarifária inicial definida no contrato de concessão, não haveria razão para que os efeitos da variação do mercado continuassem alocados às concessionárias no que se refere a esses custos. Dessa forma, a medida foi entendida por ambos os órgãos como necessária e viável.

Mas mesmo considerando que o MME tinha interesse em alterar a política tarifária do setor novamente, por entender que a alteração da CVA era necessária e viável, também é razoável considerar que essa medida tenha um custo político para o Ministério. Cabe lembrar que toda política tarifária impõe certa redistribuição de renda à sociedade, afetando de forma distinta o bem-estar de diferentes grupos de interesse, que reagirão a ela com apoio ou reprovação política, sendo que aquele grupo de interesse que tiver maior capacidade de interferir no processo regulatório, provavelmente será beneficiado por ele.

O que a teoria política mostra é que o apoio político é um fator preponderante nas decisões dos formuladores de políticas públicas. Portanto, é razoável

supor que, na visão do MME, há um custo político associado à alteração da CVA, e, naquele momento, o grupo de interesse com maior capacidade de interferir no processo era o das distribuidoras. Provavelmente esse também era o grupo de interesse com maior capacidade de interferir no processo quando da criação da CVA. A diferença é que naquela época buscava-se eliminar um risco que estava prejudicando as concessionárias, e agora estava se eliminando um risco que as beneficiava. O fato é que a pressão exercida pela ABRADDEE sobre o MME acabou interferindo na tomada de decisão desse órgão, atrasando a conclusão do processo, que com o desenrolar dos acontecimentos acabou tomando um rumo diferente daquele imaginado inicialmente pela ANEEL.

Além de considerar que a alteração da CVA tenha um custo político para o MME, também é razoável supor que sua curva de utilidade tenha uma inclinação diferente da curva de utilidade da ANEEL. Provavelmente, o benefício marginal da alteração da CVA seja maior para o regulador, que teve a iniciativa de propor a mudança, do que para o Ministério. A Figura 6.5 mostra o impacto da alteração da CVA na utilidade da ANEEL e do MME.

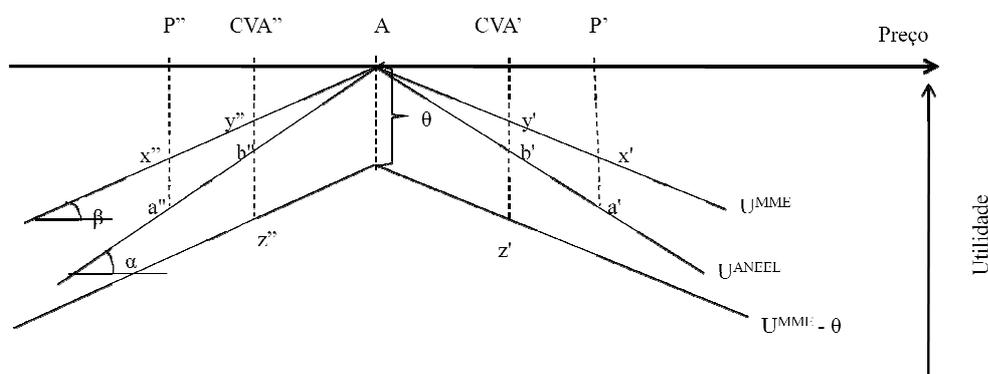


Figura 6.5: O custo político da solução *second-best*

Sem considerar o custo político associado à alteração da CVA, essa medida proporciona um ganho de utilidade para a ANEEL, dado pela passagem dos pontos a' e a'' para os pontos b' e b'' , e ao MME, dado pela passagem dos pontos x' e x'' para os pontos y' e y'' . Como a inclinação da curva de utilidade da ANEEL, dada por α , é

maior que a inclinação da curva de utilidade do MME, dada por β , o benefício marginal de se alterar a CVA é maior para a ANEEL do que para o MME.

Agora considerando que a alteração da metodologia da CVA mediante a emissão de uma nova Portaria tenha um custo político para o MME dado por θ , a sua curva de utilidade desloca-se para baixo, passando a ser representada por $U^{\text{MME}} - \theta$. No caso do gráfico acima, esse custo político é tão grande que a alteração da CVA gera uma perda de utilidade ao Ministério, com a passagem dos pontos y' e y'' para os pontos z' e z'' , inferiores aos pontos iniciais, x' e x'' . Esse custo político pode explicar a relutância do MME em publicar uma nova Portaria.

6.3.2 Solução First-Best

A proposta de alteração da CVA estava sendo analisado pelo Ministério há um ano, quando, em meio a um processo de CPI das tarifas, em outubro de 2009, o problema dos reajustes das tarifas de energia elétrica foi amplamente divulgado pela imprensa. Conforme descrito no capítulo anterior, o papel da imprensa foi fundamental nesse processo, pois mudou o contexto político no qual o problema da não neutralidade da Parcela A estava sendo analisado pela ANEEL e pelo MME, inserindo outros personagens ao evento e tornando-o ainda mais complexo.

Tanto a ANEEL quanto o MME já tinham se pronunciado na própria CPI das Tarifas a respeito da necessidade de corrigir o efeito causado pela fórmula do reajuste tarifário anual dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica e da necessidade de alteração da metodologia de cálculo da CVA definida na Portaria Interministerial n. 25/2002, de forma a neutralizar os efeitos econômicos e financeiros decorrentes das variações do mercado sobre arrecadação de custos não gerenciáveis pelas concessionárias. Mas esses pronunciamentos não tinham surtido efeito, foi apenas com a divulgação do problema pela imprensa que este passou a ser objeto de análise de toda a sociedade.

Era mencionado a todo o momento que o TCU havia identificado o efeito da não neutralidade da Parcela A desde 2007, quando alertou a ANEEL, e que o erro metodológico teria proporcionado um adicional de receita às concessionárias da ordem de R\$ 7 bilhões, mas que o problema estava sem solução porque a Agência aguardava decisão do MME a respeito da proposta de alteração da Portaria da CVA.

Nesse novo cenário, o MME mudou a sua opinião a respeito da necessidade de alteração da Portaria da CVA, passando a defender uma interpretação alternativa da norma, segunda a qual a sua redação original já permitia considerar os efeitos das variações do mercado no cálculo das compensações financeiras pelas variações dos valores dos itens de custo da Parcela, bastando para isso que a ANEEL emitisse um regulamento complementar efetivando esse entendimento. A interpretação alternativa da Portaria Interministerial n. 25/2002 defendida pelo Ministério foi corroborada por novos pareceres emitidos pelas consultorias jurídicas do MME e do MF.

Diante do novo contexto formado, com o recuo do MME em alterar a Portaria da CVA, com a forte pressão política e social para que a ANEEL solucionasse o problema e com o ambiente favorável à negociação com as distribuidoras, a alternativa encontrada pelo regulador foi abandonar a idéia de alteração da CVA e aproveitar o momento para rapidamente propor um aditivo bilateral aos contratos de concessão das distribuidoras. Dessa forma, em 06 de novembro de 2009, menos de um mês após a publicização do problema, a ANEEL instaurou a Audiência Pública n.044/2009 com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais em relação à proposta de alteração do contrato de concessão das distribuidoras, de forma a garantir a neutralidade plena da Parcela A, capturando os efeitos econômicos e financeiros decorrentes das variações do mercado sobre a arrecadação dos custos não gerenciáveis pelas concessionárias.

A figura abaixo mostra a decisão do regulador após a publicização do problema. A análise será feita considerando o cenário de crescimento de mercado, que proporciona ganho às concessionárias, tão contestado pelos principais atores do processo. Dessa forma: o ponto P corresponde à tarifa resultante da aplicação da fórmula do reajuste tarifário que constava dos contratos de concessão e da metodologia da CVA definida na Portaria n. 25/2002; o ponto A representa a tarifa que garante a neutralidade plena da Parcela A, alcançada mediante assinatura do aditivo contratual, que corrige os efeitos econômicos e financeiros das variações do mercado sobre os itens de custo não gerenciáveis pelas concessionárias; e o ponto C representa a tarifa considerando, além da neutralidade plena da Parcela A, o ressarcimento dos consumidores pelos reajustes processados no período de 2002 a 2009.

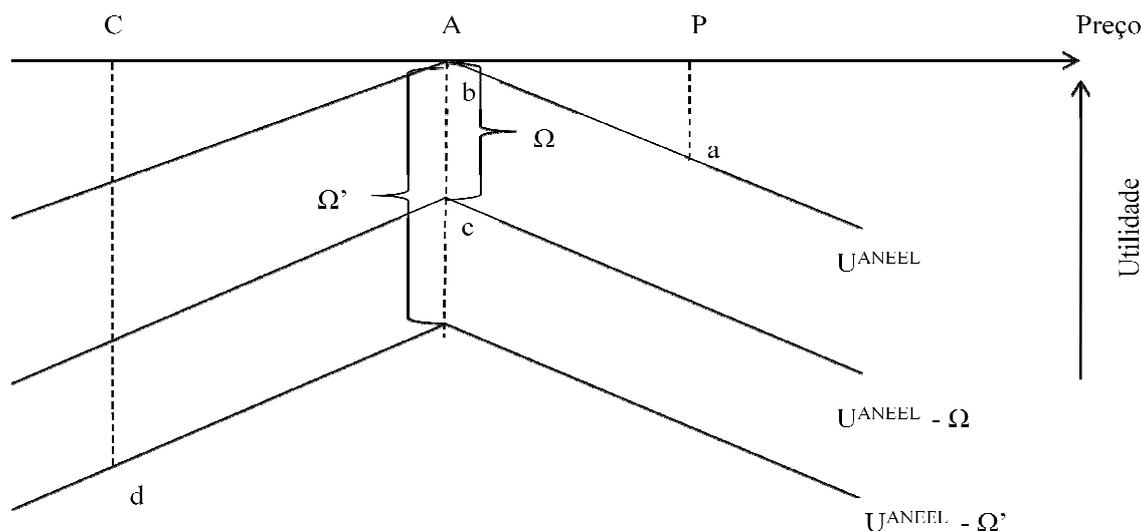


Figura 6.6: O custo de credibilidade e a solução *first-best*

Com a concordância das concessionárias em assinar o aditivo, a neutralidade dos custos não gerenciáveis da Parcela A estaria assegurada, e a utilidade da Agência seria máxima, passando do ponto “a” para o ponto “b”. Mas se esse mesmo resultado fosse atingido mediante a “quebra” dos contratos, defendida por muitos nesse processo, com a alteração unilateral dos contratos de concessão ou a reinterpretção de regras vigentes, haveria perda de credibilidade do processo regulatório, em função do descumprimento das regras vigentes pelo regulador. Essa perda de credibilidade está representada no gráfico acima pelo deslocamento da curva de utilidade da ANEEL de U^{ANEEL} para $U^{ANEEL} - \Omega$, sendo Ω a medida do custo de credibilidade. Com isso, a utilidade da ANEEL, com a neutralidade da Parcela A, passaria a ser menor que aquela auferida com a política tarifária vigente, no gráfico acima, $c < a$.

Relembrando os dispositivos das Leis n. 8.987/95 e 9.427/96: considera-se mantido o equilíbrio econômico-financeiro da concessão quando forem atendidas as regras de reajuste e revisão das tarifas definidas no contrato, cabendo à ANEEL homologar os novos valores das tarifas, resultantes de reajuste ou de revisão, nas condições do respectivo contrato. Dessa forma, o descumprimento das regras contratuais pela ANEEL representa o descumprimento do próprio papel para o qual o regulador foi designado.

Considerando ainda a aplicação retroativa das novas regras, impondo às concessionárias a devolução de valores aos consumidores pelos reajustes tarifários

processos de 2002 a 2009, a perda de credibilidade do processo regulatório seria ainda maior, pois, além de alterar as regras vigentes de forma arbitrária, estaria se impondo a retroatividade dessa alteração. Com isso, a curva de utilidade da ANEEL desloca-se ainda mais para baixo, passando para $U^{ANEEL} - \Omega'$. O resultado final correspondente ao ponto C, que representa o nível da tarifa considerando a aplicação da neutralidade da Parcela A de forma retroativa desde 2002. É uma queda de utilidade ainda maior para o regulador, no gráfico acima, $d < c < a$.

O fato é que o aditivo foi assinado por todas as concessionárias de distribuição em 2010, atingindo-se o ponto “b” da figura 6.6, que proporciona a utilidade máxima para o regulador. Por isso, pode ser chamada de solução *first-best*. Com relação à interpretação alternativa da CVA defendida pelo MME, esta passou a ser irrelevante com a assinatura dos aditivos contratuais, pois os efeitos econômicos e financeiros das variações de mercado sobre os custos não gerenciáveis da Parcela A foram neutralizados no próprio contrato.

Vimos que esse posicionamento do MME pode ser explicado pela teoria política positiva da regulação, pois a transferência de culpa é uma das razões que explicam a delegação da regulação a um órgão independente do governo. Mais uma vez o custo político pesou na tomada de decisão do Ministério, só que dessa vez, após a publicização do problema, o grupo de interesse com maior peso era o dos consumidores, representados pela imprensa, o Congresso Nacional e o Ministério Público. Dessa forma, o MME não só se recusou a alterar a Portaria da CVA, como também passou a defender uma interpretação alternativa da norma pela ANEEL, transferindo toda a responsabilidade do problema para o regulador, que teria que explicar à sociedade o porquê de já não ter feito essa interpretação antes, quando da criação da norma.

É claro que reinterpretações de dispositivos legais são previstos no ordenamento jurídico brasileiro, mas são vedados os efeitos retroativos destas, e, ainda que possíveis, não devem ser feitas reiteradas vezes e nem a qualquer momento, ainda mais sob um ambiente de forte pressão política, do contrário, a segurança jurídica seria abalada. O custo de credibilidade associado à interpretação oportunística da Portaria da CVA poderia ser tão grande quanto àquele decorrente da alteração unilateral dos contratos de concessão.

Mas o fato é que a mudança de posicionamento do MME nesse processo, que antes considerava a alteração da Portaria da CVA viável e necessária e depois passou a defender uma interpretação alternativa da norma, em função da pressão política formada, não chegou a ser questionada pela sociedade, pois esta era até conveniente, indo ao encontro daqueles que defendem a possibilidade de alteração unilateral dos contratos de concessão e o ressarcimento aos consumidores pelos reajustes processados com base nas regras contratuais e legais vigentes. Pouca importância foi dada à segurança jurídica, ao risco regulatório e à necessidade de se estabelecer compromissos críveis, fatores considerados pela teoria política positiva da regulação como determinantes para o desempenho da economia.

Também não foi dada ênfase ao fato de que os contratos de concessão já tinham sido fiscalizados pelo TCU quando da privatização das distribuidoras, sem que houvesse sido identificada qualquer irregularidade nas regras de reajuste e revisão das tarifas previstas nos contratos. Pelo contrário, além de não mencionar esse fato, é dito erroneamente pela imprensa e por parlamentares do Congresso Nacional, que o TCU teria identificado ilegalidade na metodologia da ANEEL para os reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica, citando inclusive um Acórdão que já tinha sido revogado. Nem a metodologia de cálculo do reajuste é definida pela ANEEL, nem o TCU identificou ilegalidade nos reajustes tarifários, que foram processados atendendo estritamente as regras contratuais vigentes. A metodologia dos reajustes tarifários constante dos contratos de concessão das distribuidoras foi definida pelo Poder Público, dentro do poder discricionário que lhe foi conferido pelo legislador.

Conforme analisado no capítulo anterior, poder discricionário refere-se à prerrogativa concedida à administração pública de escolher, dentre várias alternativas possíveis, aquela que resulta em maior conveniência e oportunidade para o interesse público, e, uma vez definida, os atos da administração ficam vinculados a ela. Dessa forma, como não há uma única metodologia de reajuste tarifário, não há que se falar em ilegalidade, mas em opção metodológica.

Com tudo isso, já é possível entender porque as distribuidoras aceitaram assinar o aditivo contratual proposto pela ANEEL. A primeira vista, não parece racional para as concessionárias abdicarem de uma parcela de suas receitas, uma vez que com o cenário de crescimento contínuo do mercado, estas certamente ganhariam

com a não neutralidade da Parcela A. Mas diante do contexto formado, de forte pressão política e social para o ressarcimento dos consumidores pelos reajustes processados com base nas regras antigas, e, principalmente, após a abertura pela ANEEL da Audiência Pública n. 033/2010, para analisar a legalidade dos contratos de concessão e a necessidade de devolução de valores aos consumidores, as concessionárias certamente se sentiram muito ameaçadas com essa possibilidade. Se o ressarcimento fosse aplicado, as tarifas alcançariam o ponto C da figura 6.6, e não mais o ponto A. Mas a assinatura de um aditivo contratual bilateral poderia significar um marco para o reconhecimento da legalidade de todos os reajustes processados até 2009, e de que qualquer alteração das cláusulas contratuais que definem o equilíbrio econômico-financeiro da concessão só poderia ser efetivada mediante concordância das partes, e, conseqüentemente, não haveria necessidade de ressarcimento aos consumidores. Dessa forma, a potencial perda de receita com a não aceitação do aditivo contratual poderia ser muito maior que com a sua celebração.

O fato é que em 14 de dezembro de 2010, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por meio do Despacho n. 3.872: (i) arquivar a Audiência Pública nº 033/2010, por reconhecer a legalidade da aplicação da fórmula de reajuste anual das tarifas constante dos contratos de concessão de serviço público de distribuição; (ii) negar tratamento regulatório retroativo da metodologia de tratamento das variações de mercado no repasse dos custos não gerenciáveis da Parcela “A”, referentes aos encargos setoriais, dos ciclos tarifários já incorridos; e (iii) conhecer e negar provimento aos pedidos de invalidação da metodologia de reajuste tarifário de tarifas de distribuição de energia elétrica.

6.3.3 Análise dos Resultados

A decisão da ANEEL está sendo contestada pelo Ministério Público Federal, que moveu uma Ação Civil Pública contra a equação do reajuste tarifário constante do contrato de concessão deste de 2002, bem como contra a nova metodologia estabelecida no último termo aditivo, celebrado em 2010, que, segundo o MPF, teria corrigido apenas parcialmente as ilegalidades da metodologia anterior, na medida em que restringiu a neutralidade da Parcela A aos encargos setoriais, negligenciando os mesmos efeitos causados pela contratação do transporte da energia. Há ainda uma

ameaça de que o mesmo seja feito por parlamentares do Congresso Nacional, que questionam inclusive a atuação dos dirigentes da ANEEL.

Além disso, mesmo reconhecendo a legalidade de todos os atos praticados pela ANEEL, que seguiram estritamente as cláusulas contratuais e a legislação vigente, a SEFID, secretaria do TCU, continua defendendo o ressarcimento aos consumidores pelos reajustes pretéritos, e questiona a ANEEL quanto à forma encontrada para solucionar o problema. Em resumo, no último relatório emitido por aquela secretaria, concluiu-se que os ganhos não decorrentes da eficiência do negócio devem ser repassados integralmente aos consumidores, e que é responsabilidade do regulador buscar a melhor solução para o problema, que poderia ter sido solucionado de diversas formas, por meio da alteração da CVA, de um aditivo bilateral, ou nos próprios mecanismos de revisão tarifária periódica.

Em síntese, o Ministério Público Federal, parlamentares do Congresso Nacional e da SEFID entendem que os ganhos auferidos pelas concessionárias não são derivados da eficiência na prestação do serviço, mas apenas do aumento da escala do negócio, são ilícitos e, portanto, deve ser procedido o ressarcimento aos consumidores de energia elétrica.

Há quem defenda certa captura do regulador pelas concessionárias nesse processo, na medida em que não foram aplicadas as soluções fáceis e imediatistas apontadas por muitos grupos de interesse. Nesse ponto, cabe destacar o trecho do Voto do Diretor Relator Edvaldo Alves de Santana, de 25 de janeiro de 2010, no Processo 48500.006802/2009-65, que negou o pedido de reconsideração interposto por parlamentares federais contra a decisão da ANEEL proferida pelo Despacho n. 3.872/2010, que negou tratamento retroativo para os efeitos das variações de mercado sobre os itens de custo da Parcela A, conforme transcrito a seguir:

30. Optamos pelo caminho do respeito aos contratos, da estabilidade regulatória e da segurança jurídica, por entendermos que assim pode ser mostrado que o Brasil é uma instituição forte, que cria condições para termos a mesma exigência de spread que os investidores fazem ao Chile, que é menos da metade do que é exigido do Brasil. Mostro isso em números, para ficar claro que não escolhemos o pior para os consumidores. Por exemplo, qual o efeito para o consumidor se for reduzido o custo médio do capital de 9,95% a.a. para 8,95% a.a.? Fiz uma conta bem simples: suponha que a receita anual de fornecimento (sem qualquer imposto ou tributo) seja igual a Y. Desse total, cerca de 33% são parcela B e desses 33% a metade é capital, isto é,

remunerado pelo custo médio do capital. Fazendo-se uma regra de três simples, observa-se que um ponto percentual de redução no custo de capital representa mais do que 1,66 ponto percentual de redução nas tarifas, ou quase R\$ 1,33 bilhão, R\$ 1,49 bilhão ou R\$ 1,66 bilhão de redução das receitas durante um ciclo de revisão, se a receita anual total for de, respectivamente, R\$ 80 bilhões, R\$ 90 bilhões ou R\$ 100 bilhões. Ou seja, mais do que três vezes o que teria aumentada a receita por causa da equação tão questionada - nos casos em que os encargos participam com 10% da receita e o mercado cresce 5% ao ano. Em outras palavras, poderia ter enorme lesão à ordem econômica uma decisão diferente da tomada pela ANEEL, que apenas cumpriu o Contrato de Concessão.

31. E observem que só falo aqui do segmento de distribuição, quando sabemos que isso tem efeitos também para os segmentos de geração e transmissão, o que pode elevar esse número para mais de três pontos percentuais. Em outras palavras, mesmo (ou principalmente) do ponto de vista tarifário a solução implantada pela ANEEL é melhor para os consumidores, desde que a premissa básica não seja a solução buscada via atropelamento do contrato. Logo, a estabilidade regulatória, a segurança jurídica e o cumprimento de contratos não são figuras de linguagem ou um jogo de palavras. Elas possuem efeitos econômicos muito relevantes.

Ressalta ainda o Relator que no terceiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras, a proposta para a taxa de remuneração, por meio da atualização do WACC, é de uma redução de cerca de 2 pontos percentuais em relação ao valor considerado no segundo ciclo, de 9,25% ao ano (real e antes de impostos), contribuindo ainda mais com a redução das tarifas⁸¹. Essa redução reflete, dentre outras variáveis, a melhora da posição do Brasil na avaliação das agências de classificação de risco, que em 2008 o elevaram para o “grau de investimento” (*investment grade*), o que significa que o país é considerado um local seguro para os investidores. Essa é a forma adequada de atuação do regulador, buscando a redução das tarifas por meio de métodos legítimos de compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência do setor.

Seguindo esse mesmo raciocínio, em 02 de fevereiro de 2011, o jornal Estado de São Paulo publicou uma notícia intitulada “Os Reguladores Sob Ameaça”⁸², uma das poucas que defendem a toma de decisão da ANEEL nesse processo, conforme abaixo:

⁸¹ Essa proposta está sendo submetida ao processo de audiência pública (AP 040/2010), para recebendo de informações adicionais e contribuições de toda a sociedade, disponível em: www.aneel.gov.br.

⁸² Instituto Acende Brasil, por Cláudio Salles.

Muitos cidadãos que circulam por Brasília já devem ter se deparado com políticos que se dizem "defensores do consumidor", mas que, na prática, vivem em busca de temas de apelo popular para construir plataformas eleitorais, a despeito da verdade.

Uma das linhas de ação preferidas por esses congressistas é a intervenção

intempestiva e midiática em processos formais como a definição de tarifas, um desafio técnico que não reserva espaço a amadores, mas que tem sido alvo do oportunismo político.

Um exemplo recente é a ameaça de alguns parlamentares de encaminhamento de ação ao Ministério Público contra os gestores da Aneel por supostas irregularidades na cobrança de tarifas elétricas entre 2002 e 2009.

Trata-se de uma ação inútil e destrutiva, pois a decisão já foi tomada, não será revertida. Seria a ação motivada por ressentimentos pessoais e para gerar constrangimentos e corroer a força institucional do regulador? Seria essa uma tentativa de alterar as decisões da agência por meio de pressão direta e personalizada sobre os diretores da Aneel? As decisões do regulador devem ser baseadas em leis e contratos e precisam ser imunes a "clamores" oportunistas.

Em relação ao passado, a Aneel não cometeu nenhuma irregularidade. A metodologia que definiu as tarifas entre 2002 e 2009 seguiu leis, normas e contratos. O próprio TCU atesta que não houve "descumprimento de dispositivos legais ou de regras inerentes aos contratos de concessão (Acórdão 1268/2010).

Sobre o presente e o futuro, a não neutralidade do tratamento dos encargos tarifários já foi contemplada por meio de aditivos aos contratos de concessão propostos pela agência, acatados pelas distribuidoras de eletricidade.

Difícil interpretar a motivação dessa iniciativa tão errada quando os deputados federais têm duas oportunidades concretas de defender o consumidor. Basta vetar duas iniciativas destruidoras de valor que partiram do governo federal.

A primeira oportunidade é a rejeição da prorrogação do encargo tarifário Reserva Global de Reversão (RGR), encaminhada pelo artigo 16 da Medida Provisória n.º 517. A prorrogação por 25 anos, proposta pelo governo no dia 31 de dezembro de 2010 (dia em que o encargo deveria ter sido extinto), surgiu sem discussão prévia ou alguma justificativa.

Se o Congresso impedir a prorrogação da RGR, o consumidor economizará R\$ 40 bilhões. O benefício para os brasileiros será imediato e gerará um impacto muito maior do que a questão da neutralidade dos encargos tarifários, que tem sido abordada de forma tão equivocada por alguns parlamentares.

A segunda oportunidade preciosa de defender o consumidor é a rejeição da proposta do governo de aumento de uma parcela que compõe o generoso pacote de benefícios financeiros que a Usina Hidrelétrica de Itaipu já oferece ao Paraguai. Se esse aumento sem

justificativas for aprovado pelo Congresso, lá se vão outros R\$ 5 bilhões do consumidor ou contribuinte brasileiro.

Com relação à possibilidade de correção da não neutralidade da Parcela A nas revisões tarifárias, esta deve ser analisada sob a ótica da evolução metodológica, dentro da discricionariedade que foi conferida ao regulador pelo Legislador, de tal forma que as alterações de um ciclo a outro não podem ser consideradas como correções de erros, mas sim adaptações à uma nova realidade, ao novo contexto econômico no qual o serviço público é prestado.

Na aplicação do *price cap* ao segmento de distribuição, uma série de adaptações foram necessárias, como a inclusão de encargos setoriais nas tarifas e a obtenção da Parcela B nos reajustes tarifários pela diferença entre a receita total e a Parcela A. Conforme analisado no capítulo 4, essa fórmula era necessária nos primeiros anos após a assinatura dos contratos de concessão, porque não se sabia qual era o real valor da Parcela B, que passou a ser definida pelo regulador apenas a partir das primeiras revisões tarifárias periódicas, que vieram a ocorrer 3, 4 ou 5 anos após a assinatura dos contratos de concessão. Com relação ao Fator X, o contrato de concessão não definiu a metodologia de cálculo do seu valor, apenas definiu que deveria ser calculado pela ANEEL a partir da primeira revisão tarifária periódica, para aplicação nos reajustes tarifários subsequentes, como redutor do índice de preço que atualizada a Parcela B.

No primeiro e segundo ciclo de revisões tarifárias a ANEEL calculou o Fator X por meio do Fluxo de Caixa Descontado - FCD, metodologia consagrada na literatura de regulação econômica que procura estimar os ganhos de produtividade das concessionárias, igualando o valor presente dos fluxos de receitas e despesas do próximo período tarifário. Nessa metodologia, são feitas estimativas de custos e receitas gerenciáveis pelas concessionárias no período analisado, mas não há previsão para estimar ganhos derivados da não neutralidade da Parcela A, que são próprios do modelo regulatório adotado ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Além disso, como assinalado anteriormente, não se esperava que estes custos representassem parcela significativa da receita, resultando em ganhos excessivos às concessionárias. E mesmo supondo que o regulador já tivesse uma compreensão clara sobre esses efeitos naquela época, o que não é verdade, haveria uma dificuldade muito grande de prevê-los, uma vez que esses custos são definidos por meio de políticas públicas, que não seguem

necessariamente a mesma lógica do crescimento do mercado, como os custos da Parcela B, relativos à atividade de distribuição de energia elétrica. A relação entre o crescimento do mercado e o crescimento dos custos da concessionária é a principal variável de análise na metodologia do FCD.

No terceiro ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras, a metodologia colocada em audiência pública para o cálculo do Fator X é a Produtividade Total dos Fatores – PTF. Dessa forma, calcula-se o ganho de produtividade auferido pelas concessionárias no período tarifário anterior, dado pela evolução da relação entre as receitas e as despesas relativas à atividade de distribuição de energia elétrica, e essa é considerada a melhor estimativa para a produtividade do próximo período tarifário. Nessa proposta, após os desdobramentos do processo que tratou do aditivo aos contratos de concessão, também estão sendo medidos os ganhos de produtividade decorrentes da evolução da relação entre as receitas e despesas relativas à contratação do transporte de energia para o atendimento do mercado da concessionária. Isso porque após a assinatura do aditivo contratual, que garantiu a neutralidade dos encargos setoriais, o único custo da Parcela A que poderia ainda gerar alguma perda ou ganho à concessionária pelas variações do mercado é a contratação do transporte de energia.

No processo que aprovou o aditivo aos contratos de concessão, entendeu-se que apenas os encargos setoriais precisariam ser neutralizados, pois estes possuem natureza jurídica e econômica distinta dos demais itens de custo da Parcela A. Enquanto os encargos setoriais possuem natureza tributária, sendo a concessionária uma mera arrecadadora desses recursos, os custos com a compra e o transporte da energia para o atendimento do mercado da concessionária possuem uma natureza contratual, que decorre da prestação do serviço de distribuição de energia aos consumidores cativos. Não é verdade que a concessionária não tenha qualquer gestão ou risco sobre esses custos, pois no repasse destes às tarifas são aplicados limites de preço e montante, exigindo das concessionárias certa eficiência na contratação da geração e da transmissão. No caso dos encargos setoriais, a concessionária não possui qualquer gestão sobre os seus valores, devendo apenas cobrar os valores devidos dos consumidores e repassá-los aos fundos gestores desses recursos. Por isso, entendeu-se que apenas os encargos setoriais precisariam ser neutralizados.

Dessa forma, entende-se que a proposta de aditivo bilateral para neutralizar os efeitos decorrentes da consideração de encargos setoriais nas tarifas foi a melhor solução encontrada pelo regulador, dado que: reinterpretações de leis, contratos e regulamentos devem ser evitadas, e mesmo quando oportunas é vedada a aplicação de efeitos retroativos em função da nova interpretação; as mudanças de regras devem ser motivados por questões técnicas e aplicadas a partir de um marco legal, que pode ser uma nova legislação ou um aditivo contratual bilateral; as alterações nos regulamentos emitidos pela Agência devem ser entendidas como evoluções metodológicas, de acordo com o poder discricionário que foi conferido ao regulador.

6.4 CONCLUSÃO

Nesse capítulo, procurou-se analisar o ambiente institucional regulatório no qual a equação do reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica foi alterada. Foi utilizado um modelo desenvolvido dentro do arcabouço da teoria política positiva da regulação, que procura demonstrar o papel do custo de credibilidade na escolha do desenho regulatório de um país ou de um setor e na solução de problemas regulatórios.

Mostrou-se o enorme conflito de interesses entre os atores envolvidos no processo (consumidores, concessionárias, ANEEL, MME, TCU, MPF, Câmara dos Deputados, entre outros), enfatizando o papel da pressão política e social nos resultados alcançados após a divulgação pela imprensa do problema da não neutralidade dos itens de custo não gerenciáveis pelas concessionárias. Enquanto o regulador defendeu o cumprimento das regras definidas nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica e na legislação do setor, as demais instituições defenderam, em geral, a quebra dos contratos e reinterpretações das normas vigentes, com a aplicação de efeitos retroativos.

As análises foram focadas nas decisões da ANEEL, instituição responsável legalmente pela gestão dos contratos de concessão das distribuidoras, tendo conduzido todo o processo do início ao fim, alvo de críticas de toda a sociedade. Demonstrou-se que a atuação do regulador nesse processo foi fortemente impactada pelo custo de credibilidade do processo regulatório, que no Brasil tem um papel primordial. Pelo desenho regulatório escolhido para o setor de distribuição de energia elétrica, o cumprimento das regras contratuais e legais pela Agência representa a própria

legitimidade do processo regulatório. Dessa forma, a tomada de decisão da ANEEL, de preservar os contratos de concessão e propor um ativo bilateral às concessionárias, deve ser entendida como a solução ótima para o problema, em benefício do desempenho da economia brasileira.

7 CONCLUSÃO

Vários nomes foram dados ao problema do reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica: falha metodológica, erro de cálculo, inadequação da política tarifária, ilegalidade, opção metodológica, cobrança indevida na fatura, erro de interpretação, apropriação ilícita etc. Independentemente da denominação que se dê ao problema, o fato é que em 2009 se verificou no setor elétrico brasileiro um evento regulatório de grande relevância, que só pode ser plenamente compreendido se forem analisados os vários aspectos da questão: econômicos, políticos, históricos, jurídicos e sociais. Caso contrário, corre-se o risco de se chegar a conclusões simples e fáceis, mas equivocadas.

Nesse sentido, este trabalho buscou reunir os principais elementos envolvidos na regulação do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. Primeiramente, foram analisados os fundamentos teóricos da regulação econômica, considerando as abordagens normativa e política positiva. Para este trabalho, interessou muito mais a teoria política positiva da regulação, mais abrangente, que agrega aspectos políticos, sociais e históricos à análise da regulação econômica. Segundo essa teoria, a regulação econômica afeta de forma distinta diferentes grupos de interesse na sociedade, como consumidores, empresas, formuladores de políticas públicas e outros. O formato da regulação depende da capacidade de cada um desses grupos de interesse de interferir no processo regulatório, buscando os melhores resultados de acordo com as suas preferências. É a dotação institucional do país, formada pelas organizações políticas, sociais e econômicas e pelas regras de relacionamento entre estas, as chamadas “regras do jogo”, que determina os limites de atuação de cada grupo de interesse no processo regulatório.

Um fator de extrema importância na teoria política positiva é a necessidade de se estabelecer compromissos críveis, dando credibilidade ao processo regulatório, isso porque os serviços públicos possuem características que os deixam muito suscetíveis às intervenções arbitrárias dos governos, por meio, por exemplo, da “quebra de contratos”. Por isso, é preciso haver mecanismos que protejam os investidores das expropriações da administração, sendo esta condição necessária para o sucesso das privatizações.

Dessa forma, a performance da regulação, ou o desempenho da economia, não depende apenas da escolha dos melhores mecanismos de incentivo, desenhados pela teoria normativa (*price cap*, *benchmarking*, *yardstick competition* etc), mas também dos instrumentos de governança regulatório, que garantem credibilidade e efetividade ao processo regulatório. Esses instrumentos podem ser: regras definidas em leis ou contratos; judiciário independente para a solução de conflitos regulatórios; delegação da regulação a um órgão independente de Estado, as Agências Reguladoras, cujas decisões independem de preferências políticas; dentre outros. Em síntese, o importante é que as regras sejam estabelecidas previamente e que haja instituições capazes de garantir o cumprimento destas.

Utilizando a linguagem da teoria política positiva da regulação, o terceiro e o quarto capítulo deste trabalho trouxeram, respectivamente, os mecanismos de governança regulatória e os instrumentos de incentivo regulatório, que juntos determinam o desenho regulatório do setor elétrico brasileiro.

Vimos que no Brasil as primeiras empresas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica foram privatizadas mesmo antes da criação de um marco institucional regulatório para o setor. A ANEEL foi criada após dois anos das primeiras privatizações e o seu quadro efetivo de funcionários só foi completamente formado depois de uma década da sua criação. Por isso, por mais que se entenda que a adoção do modelo de Agências Reguladoras seja um dos principais pilares da governança regulatória no Brasil, é de se esperar que outros mecanismos institucionais tenham sido utilizados pelo legislador para dar credibilidade ao processo regulatório, de forma a atrair investimentos privados para o segmento de distribuição, protegendo-os das expropriações da administração.

Analisando o marco institucional do setor elétrico brasileiro é possível afirmar que os principais mecanismos que deram credibilidade ao processo regulatório, garantindo o sucesso das privatizações, foram os seguintes: opção pelo regime de remuneração do serviço pelo preço, ou *price cap*, que permite a apropriação de ganhos de eficiência e de competitividade pelas concessionárias; assinatura dos contratos de concessão, que estabelecem as regras de reajuste e revisão das tarifas; a garantia legal de que o equilíbrio econômico e financeiro da concessão é mantido quando forem atendidas as regras do contrato; e a adoção do modelo de agências reguladoras, com a

função de homologar os novos valores das tarifas de fornecimento de energia elétrica, resultantes de reajuste ou de revisão, observando as condições definidas nos contratos de concessão e na legislação do setor. Além disso, embora não tenha sido objeto de estudo deste trabalho, alguns autores apontam o importante papel do judiciário, independente e favorável ao cumprimento dos contratos, como um dos principais mecanismos de governança regulatória no Brasil.

Quando da identificação de um problema regulatório relacionado ao reajuste das tarifas, todos esses mecanismos de incentivo e de governança regulatória foram colocados à prova. O primeiro passo foi entender a origem do problema, analisando os efeitos causados pelos procedimentos de cálculo das tarifas, definidos nos contratos de concessão e na legislação do setor.

Na aplicação do *price cap* ao segmento de distribuição de energia elétrica, foram feitas algumas adaptações com relação ao modelo original desenhado pela teoria normativa, sendo que a principal delas é a inclusão de custos não gerenciáveis pelas concessionárias nas tarifas, como os encargos setoriais (CCC, CDE, RGR etc). Esses encargos refletem as políticas públicas definidas pelo legislador para o setor de energia elétrica e as concessionárias não possuem qualquer gerência com relação aos seus valores e montantes, atuam apenas como fonte arrecadadora desses recursos.

Dessa forma, para o repasse dos custos da concessionária às tarifas, adotou-se um esquema denominado de “*price cap with cost pass through*”, no qual os custos não gerenciáveis, que formam a Parcela A da receita das concessionárias, são repassados integralmente às tarifas, nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias periódicas, de acordo com as condições vigentes, e os custos gerenciáveis, que formam a Parcela B, são definidos apenas nas revisões, por meio de metodologias de regulação por incentivos.

Acontece que no *price cap* o risco da variação da demanda é alocado às concessionárias, portanto, não há garantia de receita mínima a elas, como também não há uma correspondência direta entre os seus custos reais e as suas receitas. A receita da concessionária é dada pela aplicação das tarifas máximas vigentes ao mercado de energia elétrica da sua área de concessão. Portanto, a receita acompanha a variação do mercado, mas os custos não necessariamente, de tal forma que as concessionárias podem ganhar ou perder com isso, tanto com relação aos custos gerenciáveis quanto

com relação aos custos não gerenciáveis. Além disso, na política tarifária inicial definida para o setor, não havia nenhum mecanismo que garantia compensação financeira às concessionárias pelas variações dos custos que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões, ou seja, o risco da variação dos preços também foi alocado às concessionárias.

Posteriormente, com o acontecimento de fatos extraordinários, que impactaram significativamente o equilíbrio econômico e financeiro das concessões, como a desvalorização cambial de 1999 e o racionamento de energia em 2001, a política tarifária do setor foi alterada pelo legislador com a criação da CVA, mecanismo extracontratual que visa compensar financeiramente as concessionárias pelas variações dos custos da parcela A que ocorrem entre as datas dos reajustes e revisões tarifárias. A metodologia de cálculo da CVA está definida em Portaria conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda.

Pelos estudos realizados pela ANEEL, o mecanismo da CVA eliminou apenas o risco de preço relativo aos custos não gerenciáveis, não o risco de mercado. Com isso, ainda havia possibilidade das concessionárias ganharem ou perderem com a arrecadação de custos não gerenciáveis nas tarifas. Além disso, verificou-se que as regras vigentes para o cálculo das tarifas, definidas nos contratos de concessão e na legislação do setor, não previam nenhum mecanismo para compartilhar com os consumidores os potenciais ganhos ou perdas das concessionárias com esses custos, mas apenas com relação aos custos gerenciáveis, o que é feito por meio do Fator X. Isso é particularmente verdade para os encargos setoriais, que não possuem qualquer relação com a escala do mercado, são pagos pelas concessionárias em cotas fixas anuais definidas pelo Poder Público.

A ANEEL entende que com o crescimento contínuo do mercado e o aumento da participação dos encargos setoriais nas tarifas, os mecanismos de cálculo das tarifas, contratuais e extra-contratuais, tornaram-se inadequados, ensejando novas alterações na política tarifária do setor. No novo cenário econômico, as concessionárias passaram a obter ganhos recorrentes em função do crescimento do mercado. A receita adicional relativa à arrecadação de encargos setoriais não era acompanhada de aumento nos correspondentes custos. Esse efeito ocorria em detrimento dos consumidores, impondo acréscimos no índice de reajuste das tarifas. Em síntese, verificou-se que a

fórmula de reajuste, que constava dos contratos de concessão, permitia que ganhos ou perdas anuais das concessionárias derivados da arrecadação dos encargos setoriais fossem incorporados no valor da Parcela B, e a CVA não considerava o efeito da variação do mercado no cálculo da compensação financeira pela variação dos custos da Parcela A. Esses dois efeitos formam o que a ANEEL convencionou chamar de “não neutralidade da Parcela A”.

Pela análise do regulador, consubstanciada em notas técnicas emitidas por sua Superintendência de Regulação Econômica e em pareceres jurídicos da Procuradoria Geral da Agência, a não neutralidade da Parcela A não representava uma ilegalidade, mas uma opção metodológica feita pelo legislador quando da escolha da política tarifária, baseado no serviço pelo preço, que aloca o risco da demanda às concessionárias, e pelo Poder Público, quando da confecção dos contratos de concessão, que incluiu custos não gerenciáveis nas tarifas. Essa opção metodológica teria sido feita nos limites do poder discricionário conferido pela Constituição Federal, sendo este a prerrogativa da administração pública de, por conveniência e oportunidade, escolher, dentre as opções metodológicas disponíveis, aquela que melhor atende ao interesse público. Além disso, entende-se que as regras de reajuste e revisão das tarifas constituem cláusulas essenciais dos contratos de concessão, que definem as condições do equilíbrio econômico e financeiro da concessão e, portanto, não podem ser alteradas unilateralmente pelo Poder Concedente.

O quinto capítulo contou a história do processo regulatório que culminou com a alteração da fórmula de reajuste constante dos contratos de concessão, apresentando os atores envolvidos, as suas preferências e a sequência dos acontecimentos, desde a identificação do problema pela ANEEL em 2007, até a sua solução em 2010, com a assinatura dos aditivos contratuais, bem como os fatos mais recentes, quando a solução encontrada pelo regulador passa a ser contestada por várias instituições nacionais.

Vimos que a estratégia inicial adotada pelo regulador foi garantir a alteração da Portaria da CVA, isso porque naquele momento não havia um contexto político favorável à aceitação do aditivo contratual por parte das concessionárias, que perderiam com a neutralidade da Parcela A.

Inicialmente, a proposta de alteração da CVA foi bem recebida pelos Ministérios, que entendiam a medida como viável e necessária. Entretanto, em outubro de 2009, após ampla divulgação pela imprensa, formou-se forte pressão política e social para uma rápida solução do problema e o processo tomou um rumo um pouco diferente daquele imaginado inicialmente pelo regulador. Os Ministérios recuaram em alterar a Portaria, passando a defender uma interpretação alternativa da norma pela Agência, e muitas instituições, como o Ministério Público Federal, associações representativas dos consumidores, representantes do TCU e parlamentares da Câmara dos Deputados, passaram a defender o descumprimento das regras vigentes e a necessidade de ressarcimento dos consumidores. Em síntese, esses grupos de interesse defendem que os ganhos auferidos pelas concessionárias em função do aumento da escala do negócio são ilícitos, pois não derivam da eficiência na prestação do serviço, e deveriam ter sido repassados integralmente aos consumidores nos reajustes e revisões homologados pela ANEEL, em benefício da modicidade tarifária.

Considerando o contexto político favorável à negociação com as concessionárias, a ANEEL propôs um aditivo aos contratos de concessão, de forma a garantir a neutralidade da Parcela A, eliminando-se os efeitos econômicos e financeiros decorrentes da variação do mercado sobre a arrecadação de custos não gerenciáveis nas tarifas. O termo aditivo foi assinado por todas as concessionárias em 2010, corrigindo o problema desse momento em diante. Com relação aos reajustes processados de 2002 a 2009, com base nas regras antigas, a ANEEL entende que estes eram condizentes com a política tarifária definida para o setor, que alocou o risco das variações do mercado às concessionárias, e refletiram exatamente as regras definidas no contrato de concessão e na legislação vigente. Portanto, não haveria ilegalidade nas metodologias aplicadas e, conseqüentemente, não haveria necessidade de devolução ou compensação de valores aos consumidores. Entende-se que a adoção de efeitos retroativos às mudanças das regras importaria conseqüências negativas ao processo regulatório, ferindo o princípio da boa-fé objetiva, a segurança jurídica e a estabilidade regulatória.

A posição da ANEEL nesse processo está sendo contestada na justiça pelo Ministério Público Federal e há ainda na Câmara dos Deputados um Projeto de Decreto Legislativo que pretende suspender os efeitos normativos do ato da Diretoria da ANEEL, que reconheceu a legalidade dos reajustes tarifários processados nos ciclos

tarifários já incorridos e negou tratamento retroativo da metodologia definida no último termo aditivo. A alegação é de que este ato da ANEEL teria exorbitado o poder regulamentar ou os limites de delegação legislativa conferidos pela Constituição Federal. Não há uma compreensão por parte dos parlamentares que são favoráveis a edição desse Decreto Legislativo, de que o ato da ANEEL reflete o cumprimento do papel para o qual a Agência foi designada, que é o de preservar as regras definidas no contrato de concessão e na legislação do setor. Foi exatamente para proteger a regulação econômica de atos políticos como este, que visam soluções imediatistas e oportunistas, que o legislador decidiu amarrar a suas próprias mãos, delegando a regulação econômica a um órgão independente de Estado.

Finalmente, no sexto capítulo, as decisões do regulador e os resultados alcançados no processo de alteração da fórmula do reajuste tarifário foram analisados por meio do modelo de MUELLER E PEREIRA (2002). Esse modelo está inserido no arcabouço da teoria política positiva da regulação e demonstrou ser extremamente útil para este trabalho, uma vez que incorpora o custo de credibilidade na análise das decisões tomadas pelos atores envolvidos no processo regulatório.

A análise desse processo revela o enorme conflito de interesses entre a Agência Reguladora, os Poderes Executivo e Legislativo, as concessionárias e os consumidores, bem como a importância das instituições do país nos resultados alcançados pela regulação econômica. A principal conclusão é que a decisão da ANEEL, de preservar as regras vigentes e propor um aditivo bilateral aos contratos de concessão, reflete o amadurecimento da instituição, para a qual a estabilidade das regras, os custos de credibilidade, o risco regulatório e a necessidade de se estabelecer compromissos críveis são fatores primordiais para o sucesso da regulação. A atuação do regulador nesse processo foi pautada por análises técnicas, não influenciadas por pressões políticas e sociais formadas em torno da questão. Nesse sentido, é possível afirmar que as decisões do regulador são coerentes com os pressupostos da teoria política positiva da regulação. Por outro lado, é possível observar que o arcabouço regulatório no qual o regulador está inserido não está totalmente amadurecido e não é plenamente compreendido pela sociedade, uma vez que as decisões da ANEEL estão sendo contestadas por instituições como o TCU e o MPF.

Vimos também que a mudança de posicionamento do Ministério de Minas e Energia nesse processo, que entendia que a alteração da Portaria da CVA era viável e necessária e depois passou a defender uma interpretação alternativa da norma, transferindo toda a responsabilidade do problema à Agência, é plenamente justificada pela teoria política positiva da regulação, segunda a qual a delegação da regulação a um órgão independente de Estado justifica-se também pela necessidade da transferência de culpa pela redistribuição de renda causada pela regulação. Além disso, foi possível entender porque as concessionárias, que perderiam com a neutralidade da Parcela A, aceitaram celebrar o termo aditivo proposta pela ANEEL. A conclusão é que o aditivo representava um marco para o reconhecimento de que não havia ilegalidade nos contratos de concessão e de que qualquer alteração nas suas cláusulas econômicas só poderia ser efetivada mediante a concordância entre as partes. Se não concordassem com a celebração dos aditivos, as perdas para as concessionárias poderiam ser ainda maiores.

Nesse processo, é fácil se colocar do lado dos consumidores, defendendo a ilegalidade das regras e a “quebra” dos contratos de concessão, mas a questão não é avaliar se a Agência se colocou a favor dos consumidores ou das concessionárias, essa não é a função do regulador, que deve buscar sempre o equilíbrio entre os interesses dos prestadores e usuários do serviço, mas sim se ela cumpriu o papel para o qual foi designada, ou seja, se o desenho regulatório foi bem definido. Dessa forma, como a ANEEL implementou exatamente a política tarifária definida para o setor, cumprindo as regras definidas nos contratos de concessão e na legislação vigentes, conclui-se que a solução adotada pela Agência atende ao interesse público e deve ser considerada a melhor para o país. O impacto do aumento do risco regulatório nas tarifas, pelo descumprimento das regras, poderia ser muito pior para os consumidores no longo prazo. Por isso, a proposta de parlamentares de anular o ato normativo da ANEEL, por meio de um Decreto Legislativo, coloca em jogo todo o desenho institucional regulatório adotado no país, não devendo ser acatada.

Resta agora saber como esse processo será julgado pelo judiciário, se irá prevalecer o entendimento de que regras precisam ser cumpridas ou a visão míope daqueles que enxergam a regulação econômica como um mecanismo de defesa do consumidor.

8 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ACÓRDÃO N. 2.210/2008-TCU-PLENÁRIO, de 08 de outubro de 2008.
- [2] ACÓRDÃO N. 2.544/2008-TCU-PLENÁRIO, de 12 de novembro de 2008.
- [3] ACÓRDÃO N.º 1.268/2010 – TCU – PLENÁRIO, de junho de 2010.
- [4] ARAUJO JR., J. T. (2005). *A regulação econômica nos setores de infra-estrutura no Brasil*. In: Salgado, L. H. e Motta, R. S. (Editores). *Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer*. Rio de Janeiro: Ipea, 2005, p. 91-124.
- [5] ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, disponível em: www.aneel.gov.br.
- [6] AUDIÊNCIAS PÚBLICAS da ANEEL N. 043/2009 e N. 033/2010, disponíveis em: www.aneel.gov.br.
- [7] AVERCH, H. e JOHNSON, L. L. (1962). *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*. *American Economic Review* 52 (5): 1052–1069.
- [8] BANDEIRA, F. P. M. (2003). *Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro*. Brasília: Consultoria Legislativa, Estudo, Ago/2003.
- [9] BASTOS, C. R. e MARTINS, I. G. (1988). *Comentários à Constituição do Brasil: promulgada em 05 de outubro de 1988. Vol.1*. São Paulo: Saraiva, 1988.
- [10] BEESLEY, M. E. e LITTLECHILD, S. C. (1989). *The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom*. *Rand Journal of Economic* 20 (3): 454-472.
- [11] CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1998, disponível em: www.planalto.gov.br/legislacao
- [12] CONTRATOS DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA , disponíveis em: www.aneel.gov.br.
- [13] CORREA, P.; MELO, M.; MUELLER, B.; e PEREIRA, C. (2006). *Regulatory Governance in Infrastructure Industries: Assessment and Measurement of Brazilian Regulators*. Wahsington: The World Bank, Trends and Policy Options Series, N. 3.
- [14] COUTINHO, P. C. (2009). *Apostila de Regulação Econômica I*. Brasília: Universidade de Brasília, Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios.
- [15] DECRETOS PRESIDENCIAIS: Decreto n. 2.335, de 06 de outubro de 1997; Decreto n. 4.562, de 31 de dezembro de 2002; Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004; Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004; todos disponíveis em: www.planalto.gov.br/legislacao.

[16] DIXIT, A. K. (1996). *The making of economic policy: a transaction-cost politics perspective*. Cambridge, MA: MIT Press.

[17] FARRELL, M. J. (1957). *The measurement of productive efficiency*. Journal of the Royal Statistical Society 120 (n. 3): 253-290.

[18] HELPMAN, E. e KRUGMAN, P. R. (1995). *Market structure and foreign trade: increasing returns, imperfect competition and international economy*. Cambridge, MA: MIT Press.

[19] JAMASB, T. e POLLIT, M. (2000). *Benchmarking and regulation: international electricity experience*. Utilities Policy 9 (3): 107-130.

[20] LAFFONT, J. e TIROLE, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge, MA: MIT Press.

[21] LEIS ORDINÁRIAS: Lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989; Lei n. 8.031, de 13 de abril de 1990; Lei n. 8.631, de 04 de março de 1993; Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995; Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei n. 9.491, de 09 de setembro de 1997; Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998; Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000; Lei n. 10.192, de 14 de fevereiro de 2001; Lei n. 10.433, de 24 de abril de 2002; Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002; Lei n. 10.762, de 11 de novembro de 2003; Lei n. 10.847 e 10.848, de 16 de março de 2004; 12.111, de 09 de dezembro de 2009; todas disponíveis em: www.planalto.gov.br/legislacao.

[22] LEVY, B. e SPILLER, P. T. (1994). *The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation*. Journal of Law, Economics, and Organization 10 (2): 201-246.

[23] MATTOS, C. C. A. e MUELLER, B. (2006). *Regulando o regulador: a proposta do governo e a ANATEL*. Revista de Economia Contemporânea 10 (3): 517-546.

[24] MEDIDAS PROVISÓRIAS: MP n. 2.198-5, de 24 de agosto de 2001; e MP n. 2.227, de 4 de setembro de 2001; disponíveis em: www.planalto.gov.br/legislacao.

[25] MUELLER, B. (2001). *Regulação, informação e política: uma resenha da teoria política positiva da regulação*. Revista Brasileira de Economia de Empresas 1 (1): 9-29.

[26] MUELLER, B. e PEREIRA, C. (2002). *Credibility and the Design of Regulatory Agencies in Brazil*. Brazilian Journal of Political Economy, Vol. 22, N. 3 (87): 65-88.

[27] NOTA TÉCNICA da ASSESSORIA ECONÔMICA do MME: Nota Técnica n. 051/2009-ASSEC, de 22 de outubro de 2009. Disponível no processo administrativo da ANEEL n.48500.006111/2007-08.

[28] NOTAS TÉCNICAS da SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA da ANEEL nos PROCESSOS N. 48500.006111/2007-08 e N. 48500.006802/2009-65: Nota Técnica n. 274/2008-SRE/ANEEL, de 05/09/08; Nota Técnica n. 327/2008-SRE/ANEEL, de 23/10/08; Nota Técnica n. 366/2009-

SRE/ANEEL, de 04/11/09; Nota Técnica n. 022/2010-SRE/ANEEL, de 28/01/10; e Nota Técnica n. 065/2010-SRE/ANEEL, de 17/03/10; todas disponíveis em: www.aneel.gov.br.

[29] PARECER da PROCURADORIA GERAL DA FAZENDA NACIONAL: Parecer PGFN/CAF n° 2542/2009, de 24 de novembro de 2009. Disponível no processo administrativo da ANEEL n.48500.006111/2007-08.

[30] PARECERES da CONSULTORIA JURÍDICA do MME: Parecer CONJUR/MME n. 335/2009, de 21 de julho de 2009; e Parecer CONJUR/MME n. 514/2009, de 23 de outubro de 2009. Disponíveis no processo administrativo da ANEEL n.48500.006111/2007-08.

[31] PARECERES da PROCURADORIA GERAL da ANEEL nos PROCESSOS N. 48500.006111/2007-08 e N. 48500.006802/2009-65: Parecer n. 650/2008-PF/ANEEL, de 23/10/08; Parecer n. 1059/2009-PF/ANEEL, de 20/10/09; Parecer n. 1161/2009-PF/ANEEL, de 04/11/09; Parecer n. 037/2010-PGE/ANEEL, de 28/01/10; Parecer n. 799/2010-PGE/ANEEL, de 20/07/10; e Parecer n. 037/2011-PGE/ANEEL, de 18/01/11; todos disponíveis em: www.aneel.gov.br

[32] PINHEIRO, A. C. (2005). Reforma regulatória na infraestrutura brasileira: em que pé estamos? In: Salgado, L. H. e Motta, R. S. (Editores). *Marcos regulatórios no Brasil: o que foi feito e o que falta fazer*. Rio de Janeiro: Ipea, 2005, p. 41-90.

[33] PLANO DIRETOR DA REFORMA DO APARELHO DO ESTADO (1995). Presidência da República, Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, Câmara da Reforma do Estado, disponível em www.planalto.gov.br/legislacao.

[34] PELTZMAN, S. (1976). Towards a More General Theory of Regulation. *Journal of Law and Economics* 19 (2): 211-240.

[35] PORTARIA INTERMINISTERIAL MME/MF N. 296, de 25 de outubro de 2001, revogada pela PORTARIA INTERMINISTERIAL MME/MF n. 25, de 24 de janeiro de 2002, disponível em: www.planalto.gov.br/legislacao.

[36] PROCESSOS ADMINISTRATIVOS da ANEEL N.48500.006111/2007-08 e N. 48500.006802/2009-65.

[37] PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (RE-SEB), disponível em: www.eletronbras.com.br.

[38] RESENDE, J. G. de L. (2009). *Apostila de Microeconomia Aplicada*. Brasília: Universidade de Brasília, Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios.

[39] SHLEIFER, A. (1985). *The theory of yardstick competition*. *Rand Journal of Economics* 16: 319-327.

[40] SPILLER, P. (1990). *Politicians, Interest Groups and Regulators: A Multiple Principals Theory of Regulation*. *Journal of Law and Economics*, Vol. 33: 65-101.

[41] SPILLER, P. T. e VOLGELSANG, I. (1997). *The Institutional Foundations of Regulatory Commitment in the UK*. Journal of Institutional and Theoretical Economics, Vol. 153.

[42] STIGLER, G. J. (1971). *The Theory of Economic Regulation*. Bell Journal of Economics 2: 3-21.

[43] VARIAN, H. R. (1999). *Microeconomia: princípios básicos*. Rio de Janeiro: Campus (tradução da 4ª Edição americana).