

Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo
Escola Pós-Graduada de Ciências Sociais
Pós-Graduação Lato Sensu em Gestão e Políticas Públicas

PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: CASO ESCELSA
A EVOLUÇÃO DA TARIFA E A ATUAÇÃO DA ANEEL

EDSON WILSON BERNARDES FRANÇA

São Paulo

2014

EDSON WILSON BERNARDES FRANÇA

**PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: CASO ESCELSA
A EVOLUÇÃO DA TARIFA E A ATUAÇÃO DA ANEEL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Comissão Avaliadora como exigência parcial para obtenção do certificado de conclusão do curso de Pós-Graduação Lato Sensu em Gestão e Políticas Públicas, pela Escola Pós-Graduada de Ciências Sociais, da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

Orientadora: Prof^a D^{ra} Maria Cristina Briani

São Paulo

2014

SUMÁRIO

1 Introdução	4
2 Histórico e Referencial teórico	6
2.1 Energia do Brasil para o Espírito.....	6
2.2 Escelsa: História.....	7
3 Do estatal para o privado	9
3.1 O setor elétrico é privatizado.....	10
4 A atuação da ANEEL	14
5 Regulação de mercado	15
6 Tarifas de energia após a privatização	17
6.1 Revisões tarifárias.....	21
7 Considerações finais	27
8 Referências bibliográficas	29

1. Introdução

O Brasil foi um dos primeiros países a inaugurar, em 1889, ainda ao tempo do Imperador D. Pedro II, uma usina hidrelétrica. Naquele ano, corporações estrangeiras como a The São Paulo Railway e a Light and Power Company, obtiveram concessões de produção e distribuição de energia elétrica, o que lhes assegurava não só um negócio rendoso, mas, também, um mercado cativo para a indústria de equipamentos elétricos dos países desenvolvidos (Farias, 2006).

Contudo, a eletricidade só chegou ao Espírito Santo no ano de 1903 (Ribeiro, 2005 apud França, 2012), no município de Cachoeiro de Itapemirim (Espírito Santo, 1988, apud França 2012), alterando o modo de vida urbano no alvorecer da Primeira República (1889-1930) (Ribeiro, 2005, apud França, 2012).

No entanto, a empresa Escelsa, maior empresa distribuidora do Espírito Santo, só foi criada no final dos anos 60, quando, segundo Behr (2002) apud França (2012), em julho de 1968, com entendimentos entre os governos Federal e Estadual, definiram a fusão das duas concessionárias, cuja composição acionária ficou assim definida: a Eletrobrás figurava com cerca de 95% das ações e o Estado do Espírito Santo com 5%.

Vinte e sete anos depois, no ano de 1992, a Escelsa foi incluída no programa de desestatização e em julho de 1995, em leilão na bolsa de Valores do Rio de Janeiro, foi privatizada (Behr, 2002, apud França, 2012).

O setor elétrico brasileiro foi incluído no Programa Nacional de Desestatização (PND) com a perspectiva de solucionar a crescente necessidade de investimentos nas empresas para dar conta do aumento da demanda de energia verificada no início dos anos 90 com a abertura do mercado brasileiro e ainda para ajudar a reduzir a dívida do setor público, contribuindo para o ajuste fiscal necessário para a sustentação do crescimento a longo prazo do Brasil (Ferreira, 2000, apud França, 2012).

Os debates sobre a crise do setor elétrico resultaram na eleição da iniciativa privada como a alternativa para alavancagem de recursos financeiros necessários aos investimentos no setor. No entanto, a crise financeira explicitou não só as limitações da gestão estatal, mas revelou a necessidade de transferência da propriedade das empresas, porém, verificou-se que no caso do setor elétrico essa transação deveria ser acompanhada da criação de um mercado concorrencial e regulado para que a reestruturação não ficasse restrita apenas à mudança do instituidor, passando do monopólio estatal para o privado (Ferreira, 2000, apud França, 2012)

A partir do entendimento de que a característica estratégica do setor elétrico, pela utilização, em sua maioria, do sistema hidráulico, deveria o Estado mantê-lo sob sua responsabilidade e controle, pois grosso modo, o que se verifica é que a privatização trouxe benefícios apenas para aqueles que compraram as empresas estatais do setor, esse trabalho pretende apresentar o papel da ANEEL, buscando na comparação de dados, estabelecer e mostrar o impacto do processo de privatização para a sociedade capixaba, no que diz respeito à tarifa de energia.

A indagação pertinente, portanto, para o desenvolvimento deste trabalho é: qual o impacto sobre a tarifa de energia para os consumidores do Espírito Santo causado pela privatização do setor elétrico (caso Escelsa) e como a ANEEL atuou no período neoliberal e democrático-popular sobre as tarifas.

Este trabalho se faz necessário para mostrar que ainda que aparentemente a privatização do setor elétrico tenha “democratizado” a distribuição e o consumo de energia (este é um dos argumentos utilizados pelos privatizadores e pelos donos das empresas privatizadas), a comparação de dados poderá demonstrar que prevaleceu substancial aumento de tarifas e conseqüentemente elevação do custo de produção e serviços.

Fundamental também será verificar como a ANEEL vem atuando em relação à tarifa ao longo dos anos, analisando as características da agência durante os anos de governos neoliberal e democrático-popular, por meio das alterações tarifárias.

Este trabalho está dividido em sete capítulos sendo o primeiro a introdução do tema, o objetivo e a justificativa da pesquisa como está proposto e o segundo a fundamentação da teoria utilizada como referencial, apresentando um breve histórico da energia elétrica no Brasil e no Espírito Santo e da empresa Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa). No terceiro capítulo encontra-se um relato do período de privatização do setor elétrico; no quarto há o relato da atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e no quinto está a explicação sobre a regulação do mercado, No sexto capítulo é apresentado como é realizado o processo tarifário do setor elétrico, com foco para a revisão tarifária periódica e os reajustes realizados ao longo dos últimos 19 anos. No sétimo capítulo são feitas as considerações finais com análise do resultado do trabalho.

Como metodologia será feita pesquisa bibliográfica na legislação sobre o setor elétrico, artigos, livros, jornais e outros documentos que disponibilizam dados sobre a energia elétrica no Brasil, com enfoque principal nos reajustes tarifários.

2. Histórico e Referencial Teórico

Este capítulo apresenta um curto histórico da energia elétrica no Brasil e no Espírito Santo, abordando a criação da principal distribuidora de energia elétrica deste estado, a Escelsa e seu processo de privatização, com as mudanças na regulamentação do mercado de energia.

2.1 - Energia do Brasil para o Espírito Santo

A capital do Espírito Santo – Vitória – passou a contar com a iluminação particular a gás desde 1878; no ano seguinte estendeu-se às ruas. A iluminação a gás representava um importante acontecimento para a cidade, onde anteriormente a iluminação pública era servida por azeite de peixe, óleo de mamona e querosene, sucessivamente (Bittencourt, 1984, apud França, 2012).

O carvão mineral, que era utilizado como matéria prima na produção do gás, era encontrado apenas em um único depósito existente na ilha e os reparos frequentes do serviço exigiam constantes interrupções do fornecimento. Em 1893, com a reforma do “gasômetro”, retrocede-se mesmo ao tempo da iluminação a querosene, suscitando, como era natural, a insatisfação pública com o serviço, que se manifesta até a imprensa, ante a precariedade do mesmo (Bittencourt, 1984 apud França, 2012).

Nessa época, as sucessivas prorrogações para o restabelecimento do serviço público surgiram novas concorrências para as quais já se começava a pensar da participação de propostas para a iluminação elétrica (Bittencourt, 1984, apud França, 2012).

A energia elétrica surgiu no Espírito Santo em 1903, no município de Cachoeiro de Itapemirim. Os Serviços Reunidos de Vitória e os Serviços Reunidos de Cachoeiro, de iniciativa governamental, foram as primeiras organizações voltadas à produção e distribuição de energia elétrica no Espírito Santo. No ano de 1927 essas concessionárias foram assumidas pela General Electric (GE), uma concessionária de iniciativa privada, que em um pequeno espaço de tempo de 2 (dois) meses, as passam à Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE), uma empresa do grupo Amforp, que operava nas concessões de energia elétrica, bondes, lanchas para transportes público e telefones (Centro da Memória da Eletricidade No Brasil, 1993, apud França, 2012).

Ressalta Ribeiro (2005:17, apud França, 2012):

[...] as últimas décadas do século XIX foram marcadas por mudanças profundas na configuração estatal e na vida social e econômica do país. O reflexo mais imediato dessas mudanças foi a alteração das paisagens urbanas e a introdução de inovações tecnológicas, como a máquina a vapor e a eletricidade.

Explica Ribeiro (2005) apud França (2012) que a concessionária CCBFE, com o passar dos anos, passou a ter dificuldades para investir na expansão dos sistemas por conta do aumento das tarifas e da inflação. No início dos anos 50, o Governo do Estado do Espírito Santo resolve tentar uma solução viável para solucionar o abastecimento de energia e divulga um programa de eletrificação, através do projeto Usina Rio Bonito.

Para a viabilização dos recursos desse projeto foi criada a Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa)¹ que, além de suprir a CCBFE, ainda conseguiu estender as linhas de transmissão em diversas regiões do Estado, construindo subestações e assumindo a distribuição em muitos municípios (Espírito Santo, 1988 apud França, 2012).

2.2 - Escelsa: Histórico

Em 1965, com a Usina Suíça em operação, geração local e dotada a economia capixaba de condições para se expandir, as altas tarifas de energia – que excediam em cerca de 400% a tarifa mais baixa do KWh, que à época era fornecida pela Cemig, conforme ilustra a Figura 1 –, ainda desagradavam aos comerciantes, industriais e agricultores (Rodrigues, 1998, apud França, 2012).

¹ Espírito Santo Centrais Elétricas S/A é a principal concessionária do serviço de energia elétrica do Estado, desenvolve atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como empresa integrada. É uma empresa subsidiária da Eletrobrás.

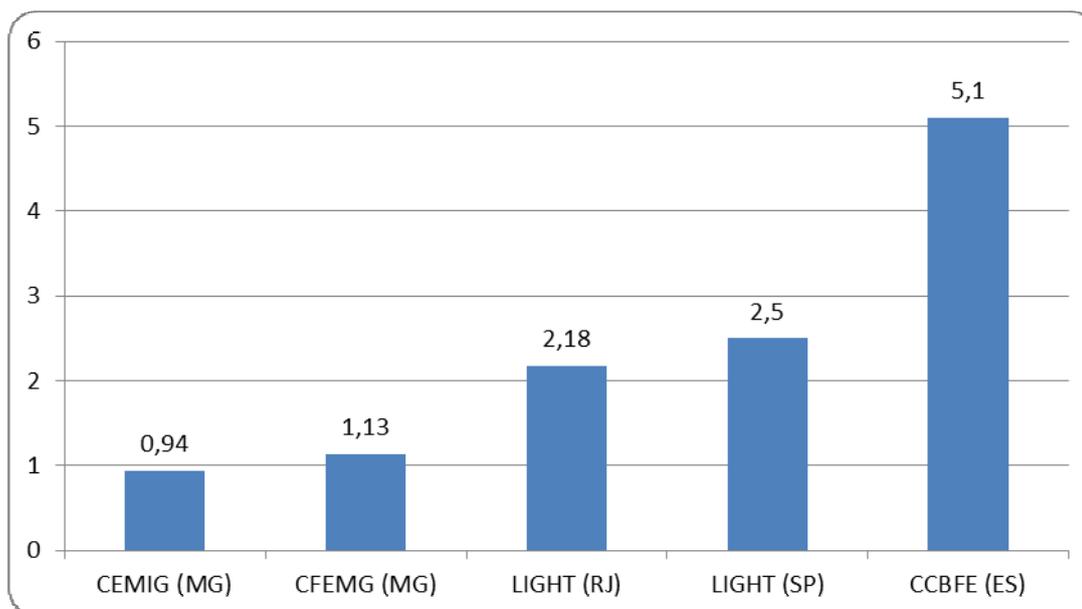


Figura 1 – Região Sudeste – Preço do KWh: 1959 (em Cruzeiros)

Fonte: Rodrigues (1998:54) apud França (2012).

A insatisfação alcançou uma situação em que se registrou um boicote geral ao pagamento das contas de energia seguido de movimentos populares contestadores. Fazendo coro aos protestos, grupos contrários à participação do capital estrangeiro na prestação de serviços públicos forçaram a pior situação de tensão. Sob pressão, a CCBFE acabou concedendo uma diminuição de 25% nas tarifas, possibilitada pela queda em 50% nas tarifas de suprimento da Escelsa. Outra conquista dos manifestantes foi dar a expressão de desejo da sociedade e de alguns políticos pela encampação da CCBFE por parte da Escelsa (Rodrigues, 1998, apud França, 2012).

Em 1965, o governo federal encampa o grupo Amforp. A Central Brasileira passa ao controle da Eletrobrás e inicia-se a viabilização da Usina de Mascarenhas, no Rio Doce, preparada para receber mais um conjunto gerador do mesmo porte (Behr, 2002). Formava-se o sistema interligado da Região Sudeste e a Escelsa era suprida por Furnas (Behr, 2002, apud França, 2012).

Acrescenta Rodrigues (1998) apud França (2012) que em julho de 1968 surgia uma nova Escelsa, com a composição acionária em que a Eletrobrás figurava com cerca de 95% das ações e o Estado do Espírito Santo com 5%; essa era uma situação diferenciada no País, em que uma concessionária distribuidora regional ficava sob controle federal, condição essa justificada pelos volumosos investimentos planejados pelo Governo Federal e que, afinal, se verificaram ao longo dos anos quando o mercado de energia elétrica, atendido pela Escelsa,

evoluiu de 169 mil MWh em 1968 para 2,6 milhões de MWh em 1980, ou seja, um incremento de 1463% em 12 anos (Behr, 2002, apud França, 2012).

Em 1992, a Escelsa foi incluída no programa de desestatização, em julho de 1995, em leilão na Bolsa de Valores do Estado do Rio de Janeiro, a Escelsa foi privatizada; o controle da empresa foi arrematado pelas empresas Iven S.A. e GTD Participantes S/A, a primeira constituída em sua maioria por entidades financeiras e a segunda por 11 fundos de pensão. É a primeira concessionária estatal de energia elétrica a passar para controladores privados (Behr, 2002, apud França, 2012).

A partir de junho de 2002, regulada por um acordo de acionistas, a administração da empresa passou a ser exercida pelo Grupo EDP – Energias de Portugal -, por ser o maior acionista da Iven S/A (Relatório Anual, 2003, apud França, 2012).

O processo de privatização do setor elétrico rendeu ao governo cerca de US\$ 30 bilhões (D’Araújo, 2009, apud França, 2012); decerto que, nada é mais significativo para a competitividade de uma empresa na nova indústria de eletricidade do país do que as inovações no processo de gestão empresarial, possíveis com o uso das inovações técnicas e institucionais (Figueiredo, 1999, apud França, 2012).

3. Do Estatal para o Privado

A partir da década de 1950, o Estado inicia seu investimento no setor elétrico do país, pois havia crescente necessidade de energia em virtude da industrialização nacional e o setor privado relutava em investir na construção de grandes usinas hidrelétricas de geração e linhas de transmissão, devido ao lento retorno dos recursos aplicados. Tiveram início os investimentos de grandes empresas geradoras estatais como a Chesf, Furnas, etc., enquanto paulatinamente as concessões das empresas de distribuição eram adquiridas pelo Estado (ISP, 2006, apud França, 2012).

A estatização do setor ocorreu entre os anos 1950 e 1978, quando o governo Federal adquiriu a concessão da Light nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, produziu uma estrutura onde praticamente 100% da geração de energia elétrica, 100% da transmissão e aproximadamente 98% da distribuição eram estatais (ISP, 2006, apud França, 2012).

Explicam Rosa e Tolmasquim (1996) apud França (2012) que a crescente necessidade de expansão no setor elétrico e conflitos regulatórios entre Estado e empresas privadas de eletricidade levaram a um progressivo processo de estatização do setor no país.

Eram oito empresas principais na participação, sendo a Itaipu a empresa binacional pertencente ao Paraguai e ao Brasil, além de outras quatro empresas federais: Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul. Havia ainda quatro empresas pertencentes a governos estaduais Cemig, Cesp, Copel e CEEE, que também possuíam um parque gerador relevante. A maior parte da geração era hidráulica, além de duas usinas nucleares – Angra I e II – e em grau bem menor, usinas termelétricas (ISP, 2006 apud França, 2012).

Na distribuição atuavam duas empresas federais, a Light, no Rio de Janeiro, e a Escelsa, no Espírito Santo, outras 27 empresas pertencentes a governos estaduais, duas empresas municipais e cerca de duas dezenas de pequenas empresas privadas (ISP, 2006 apud França, 2012).

O governo federal administrava uma empresa de pesquisas, a Cepel, e empresas como a Nuclen, ligadas à energia nuclear. O sistema era todo interligado em nível nacional e coordenado pela Eletrobrás, o que foi a opção tendo em vista a dimensão geográfica do país e que a maior parte da geração era hidrelétrica (ISP, 2006, apud França, 2012).

Esse foi o fato da maior parte da geração ser de origem hidráulica, e sendo este um dos argumentos mais fortes em defesa do controle estatal da energia, pois essa fonte de energia forma um monopólio natural cuja única forma de gestão e garantia de benefício coletivo é sob responsabilidade do Estado (ISP, 2006 apud França, 2012).

3.1 - O setor elétrico é privatizado

O governo brasileiro deu início ao plano de privatização em 1990. Conforme Jovino (2006) apud França (2012):

O setor elétrico brasileiro foi alvo de mudanças a partir de 1993, seguindo diretrizes e ações do governo federal. A geração de energia elétrica, quase totalmente hidrelétrica, considerada por muitos estrategistas, começou a ser privatizada em setembro de 1997. Na maioria dos casos, o modelo apresentado por uma consultora internacional, contratada pelo Ministério de Minas e Energia, estabeleceu a segregação das atividades de geração e transmissão das empresas elétricas (Jovino, 2006:4).

De acordo com Zilber, Lex e Ades (2005) apud França (2012), o processo de privatização do setor elétrico só se acelerou a partir de uma série de mudanças no seu marco

regulatório, particularmente com a aprovação da Lei nº 8.987/85 – Lei das Concessões – e que foi adaptada para o setor elétrico por meio da Lei nº 9.074/95, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços público, a respeito do regime de concorrência na licitação de concessões para projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, criando as figuras jurídicas do “produtor independente” e do “consumidor livre”, o que significa “setor privado” (ISP, 2006 apud França, 2012).

Para regulamentação tarifária e competitividade, o governo criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), e para coordenar nacionalmente a operação do sistema foi criada a Operadora Nacional do Sistema (ONS), uma entidade privada (ISP, 2006; Zilber; Lex; Ades, 2005 apud França, 2012) que é responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica, e por assegurar a continuidade e qualidade do suprimento de energia elétrica pela rede básica (Almeida; Negrão, 2005 apud França, 2012).

O governo fez a opção de iniciar a privatização do setor elétrico pela distribuição, pois havia dúvidas acerca do interesse do setor privado em adquirir empresas de geração se estas tivessem que vender eletricidade para distribuidoras estatais (Zilber; Lex; Ades, 2005 apud França, 2012); além da venda em julho de 1995 da Escelsa e a Light em maio de 1996, o governo instituiu o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE), um instrumento que autorizava o BNDES a adiantar recursos aos governos estaduais por conta da venda das empresas estaduais de distribuição, enquanto as respectivas Assembléias Legislativas não as aprovassem (ISP, 2006 apud França, 2012).

Em 2000, cerca de 65% do mercado nacional de distribuição havia sido transferido ao setor privado conforme ilustra o Quadro 1.

Quadro 1 – Setor elétrico privado no Brasil em 2000

Empresa	Data da venda	Principais acionistas	Mercado (%)
Distribuição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste			
Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Br) e GTD (Br)	2,2
Light/RJ	21/05/96	EdF (França), Aes (EUA), Houston (EUA)	9,0
Cerj/RJ	20/11/96	Endesa (Ch), Chilectra (Ch), Endesa (Es), EdP (Portugal)	2,4
RGE/RS	21/10/97	VBC (Br), CEA (EUA)	1,9
AES Sul/RS	21/10/97	AES (EUA)	2,4
CPFL/SP	01/11/97	VBC (Br)	7,1
Enersul/MS	19/11/97	Iven (Br)*, GTD (Br)	1,0
Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede (Br)	0,95
AES Eletropaulo	15/04/98	EdF (França), AES e Houston (EUA)	13,7
Elektro/SP	16/07/98	Enron (EUA)	4,1
Bandeirante/SP	17/09/98	VBC (Br), EdP (Port)	9,2
Distribuição das regiões Norte e Nordeste			
Coelba/BA	31/07/97	Iberdrola (Es), Previ	3,3
Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Br), CMS (EUA)	0,6
Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Es), Previ	0,9
Coelce/CE	02/04/98	Endesa (Ch), Chilectra (Ch), Endesa (Es), EdP	1,9
Celipa/PA	01/07/98	Grupo Rede (Br)	1,2
Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Es), Previ	2,4
Cemar/MA	15/06/2000	Pensylvania (EUA)	0,8
Saelpa/PB	31/11/2000	Cataguases-Leopoldina	1,7
Geração			
Cachoeira Dourada/GO	05/09/96	Endesa(Ch)	0,03
Gerasul/SC	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6,8
Parapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (EUA)	4,9
Tietê/SP	27/10/99	AES (EUA)	5,6

Fonte: ICEM, Marcos regulatórios do setor elétrico da América Latina e Caribe (2001) apud ISP (2006) e Abradee apud França (2012)

Em relação à privatização do setor de geração que se seguiu, foram vendidas quatro empresas, responsáveis por aproximadamente 17,3% da geração nacional. A empresa americana Enron obteve a concessão para construir uma usina termoeétrica em Cuiabá/MT que, no entanto, não foi adiante devido à sua falência (ISP, 2006 apud França, 2012).

Em 2001, o processo de privatização no país foi interrompido quando o governo impôs racionamento de energia, pois o sistema não tinha capacidade de atender à demanda, devido à falta de investimentos nos últimos anos, agravada por uma estiagem mais prolongada na região sul, sudeste e nordeste (ISP, 2006 apud França, 2012).

O processo de privatização do setor elétrico foi interrompido a partir deste momento tendo as principais empresas de geração de energia permanecidas estatais (França, 2012).

Em 2003, foi sancionada a Lei nº 10.683 que definiu como competência do Ministério das Minas e Energia (MME) as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalúrgica; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. No mesmo ano o governo federal lançou o programa Luz para Todos, objetivando levar, até 2008, energia elétrica à população brasileira que não teria acesso ao serviço, como a área rural (Fonseca, 2008 apud França, 2012).

O novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação das Leis nº 10.847/04 e 10.848/04 que definiram as regras de comercialização de energia elétrica, onde se optou pela oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo e condicionou a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias, assim como criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (GISE). A Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a Eletrosul foi autorizada a retomar a atividade de geração. A empresa mudou sua denominação para Eletrosul Centrais Elétricas S/A (ISP, 2006 apud França, 2012).

De acordo com Farias (2006) apud França (2012), o país possui 65 (sessenta e cinco) distribuidoras, 15 (quinze) geradoras e 20 (vinte) transmissoras; as distribuidoras juntas, já privatizadas, atendem a 90% do mercado nacional. Em contrapartida, cerca de 80% da capacidade nacional de geração está concentrada em empresas estatais.

A idealização de privatizar as geradoras foi sustada em junho de 2001. A interrupção desse processo ocorreu porque as metas de investimentos assumidos pelas empresas privatizadas não foram cumpridas, o que ficou caracterizado como uma das causas do apagão. Assim, reconheceu-se a necessidade de que a geração continuasse sob comando do governo federal (Farias, 2006, apud França, 2012).

Mesmo após anos de privatização, é o setor público quem mais investe em distribuição, transmissão e geração de energia, contrariando a premissa de que os investimentos privados seriam indispensáveis para o processo de desenvolvimento, geração de riquezas e criação de empregos, uma vez que o Estado não dispunha de recursos para os investimentos necessários nas empresas estatais (Farias, 2006 apud França, 2012).

4. A Atuação da ANEEL

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, doravante CRFB/88, em seu art. 175, atribui ao poder público a responsabilidade pela prestação de serviços públicos, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão (Camargo, 2005 apud França, 2012).

Após 1993, o governo, sob comando da Eletrobrás, aprovou a Lei nº 8.631/93 – Lei de Eliseu – que permitiu pela primeira vez uma liberdade tarifária para as concessionárias, possibilitando a contratação direta entre as empresas geradoras e as distribuidoras, o que foi um avanço relevante para o setor elétrico, pois eliminou o regime de equalização tarifária que desestimulava o ingresso de investidores no setor (Fonseca, 2008 apud França, 2012).

Em 1993, a Lei nº 8.631 ofereceu liberdade tarifária; o Decreto nº 915/93 formou consórcios; a Lei nº 8.987/95, licitação para concessão e a Lei nº 9.074/95 (Fonseca, 2008 apud França, 2012), que introduz a figura do produtor independente de energia elétrica, conferindo grandes consumidores a liberdade de escolha do seu fornecedor (Araújo, 2005 apud França, 2012).

Em 1996 foi criada a ANEEL e no ano seguinte o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi regulamentado, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e foram estabelecidas as regras organizacionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para substituir o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOL) (Fonseca, 2008 apud França, 2012).

A ANEEL caracteriza-se por sua estrutura regulatória mais consistente até então e com os objetivos de: regular e fiscalizar todos os setores (geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica); atender reclamações de agentes e consumidores; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os geradores e assegurar a universalização dos serviços (Araújo, 2005 apud França, 2012).

Em 1997, através da MP nº 1.531, foi estabelecido que os agentes do setor poderiam comercializar energia livremente, importando-a ou exportando-a sem a obrigação de consumi-la. O caráter comercial das atividades do setor foi confirmado já que os produtores passaram a ser independentes e poderiam vender a energia produzida aos consumidores livres (Araújo, 2005 apud França, 2012).

A ONS foi instituída pela Lei nº 9.648/98, com o intuito de assumir progressivamente as funções até então dos Grupos Coordenadores para a Operação Interligada (GCOI). (Fonseca, 2008 apud França, 2012).

Todo o período compreendido a partir dos anos 90 se caracterizou por uma fase de profundas reestruturações no setor, conforme abordado, mas, por um lado, o que até então era considerado como um setor de infraestrutura estratégico para o governo passou a ser considerada uma fonte de recursos para o saneamento das finanças e para o amortecimento ainda que parcial da dívida pública através das privatizações (Figueiredo, 1999 apud França, 2012).

5. Regulação de Mercado

A regulação de mercado é a ação estatal que tem por objetivo limitar os graus de liberdade que os agentes econômicos possuem no processo de tomada de decisão. A regulação divide-se em quatro partes. A primeira, que se iniciou no século XXI e parte da década de 1930, fase em que se caracterizou o surgimento espontâneo e pouco planejado das transformações da base produtiva das principais economias do mundo (Paternostro, 2008 apud França, 2012).

Em 1988, com a promulgação da Constituição Federal e marco legal da democratização e desestatização dos setores de infraestrutura do Brasil, ainda não marcou o modelo institucional da regulação no setor elétrico. A Carta Magna de 1988 introduziu as preliminares quanto às competências nos ordenamentos setoriais regulatórios, e também delegou o poder-dever fiscalização, normatização, planejamento e sancionador das agências reguladoras, em destaque a ANEEL (Antunes, 2006 apud França, 2012).

Acrescenta Antunes (2006) apud França (2012) que a Constituição Federal de 1988 foi também responsável por assegurar às distribuidoras de energia elétrica a natureza de serviço público, tendo exploração apenas por iniciativa privada, mediante institutos da concessão. Como concessionárias prestadoras de serviço público, as distribuidoras devem obediência ao princípio geral da regulação do setor, os quais se destacam:

- a) Regularidade e continuidade na prestação do serviço de distribuição de energia;
- b) Uniformidade ou igualdade da entrega de energia em conformidade com os padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL;

- c) Universalidade ou generalidade da distribuição da energia, fornecendo o insumo de forma indistinta a todas as localidades;
- d) Obrigatoriedade de fornecimento de energia a todos os consumidores circunscritos em sua área de concessão;
- e) Modicidade tarifária perseguida através de custos que mantenham o equilíbrio econômico-financeiro da empresa e garanta o fornecimento eficiente de energia;
- f) Participação dos usuários através de seus depoimentos e reclamações buscando assim aprimorar a qualidade dos serviços prestados, eficiência no fornecimento de energia e adaptação constante as melhores práticas e tecnologias; e
- g) Responsabilidade socioeconômica junto aos consumidores, funcionários e a ANEEL.

Com a promulgação da nova Constituição, foi desencadeado o modelo de privatização das primeiras empresas de distribuição de energia; em 1995 foi lançado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) considerado o marco inicial do regime regulatório para o setor elétrico (Antunes, 2006 apud França, 2012).

Com a RESEB e promulgação da Lei nº 9.074/95 passou-se a perseguir um modelo para a indústria de energia elétrica no país desverticalizado e com competição na geração e comercialização, além de forte regulamentação nas atividades de distribuição e transmissão de eletricidade (Antunes, 2006 apud França, 2012).

O RESEB foi responsável pela institucionalização da estrutura sob regulação para o setor de energia no país, devida à implantação da ANEEL, do ONS e do livre acesso de terceiros às linhas de distribuição e transmissão. O RESEB também estabeleceu que o conceito de política setorial permanesse na órbita do Ministério de Minas e Energia, com a participação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (Antunes, 2006 apud França, 2012).

Segundo Pires e Piccinini (1999) apud França (2012), os objetivos da missão regulatória são:

- a) Buscar a eficiência econômica em prol da garantia de um serviço com o menor custo para o usuário;
- b) Evitar o abuso do poder de monopólio, assegurando a menor diferença entre preços e custos, de forma compatível com os níveis desejados de qualidade do serviço;
- c) Assegurar o serviço universal;
- d) Assegurar a qualidade do serviço prestado;

- e) Estabelecer canais para atender reclamações dos usuários ou consumidores a respeito da prestação de serviços;
- f) Estimular a inovação (identificar oportunidades de serviços novos, remover obstáculos e promover políticas de incentivo à inovação);
- g) Assegurar a padronização tecnológica e a compatibilidade entre equipamentos;
- h) Garantir a segurança e proteção ao meio ambiente.

Como o monopólio produz onde a receita marginal se iguala ao custo marginal, por esse motivo produz pouco. Pode parecer que o ato de regular um monopólio para eliminar a ineficiência seja fácil, mas, na verdade, o que o regulador faz é igualar o preço ao custo marginal e a maximização de lucro faz o restante (Varian, 2000 apud França, 2012).

A regulação pauta-se no primeiro teorema fundamental do bem estar social, que afirma: se existir um número suficiente de mercados; se todos os consumidores e produtores se comportam de forma competitiva e se existir equilíbrio, a alocação de recursos no equilíbrio é ótima no sentido de Pareto (Paternostro, 2008 apud França, 2012).

6. Tarifas de energia após a privatização

Até meados da década de 90, o regime tarifário que vigorava no setor elétrico brasileiro era o do custo do serviço. Este regime tarifário previa que as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores deveriam ser capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda garantir uma taxa de retorno, previamente fixada, para as empresas concessionárias do setor elétrico (DIEESE, 2007).

Com o lançamento do Plano Real, em 1994, as tarifas em Unidade Real de Valor (URV) foram transformadas imediatamente em Reais, não sofrendo qualquer outra alteração de valor. Nas regras do Plano, os reajustes e revisões ficaram subordinados à aprovação do Ministério da Fazenda e foram proibidos reajustes em prazos inferiores a um ano. Somente em novembro de 1995 o Ministério da Fazenda autorizou o DNAEE a homologar os reajustes das tarifas solicitados pelas empresas do setor elétrico (DIEESE, 2007).

De acordo com Alves (2006), em 1995 Fernando Henrique Cardoso (FHC), que havia sido Ministro da Fazenda no governo Itamar Franco, impulsionado pelos bons resultados do Plano Real e eleito pelo Partido da Social Democracia Brasileira - PSDB, tomou posse como Presidente da República para um mandato de quatro anos, renovado em 1999, com o instituto da reeleição.

Com relação ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), Alves (2006) afirma que o governo FHC, seguindo essa mesma trilha, ficou caracterizado por um amplo processo de reestruturação, em busca de uma conformação da intervenção estatal em um viés indireto, marcado por palavras de ordem como privatização, desregulamentação e abertura para o mercado, refletindo nesse segmento específico da vida do país todo um conjunto de políticas de ajustamento econômico, que orientaram a ação dos governantes brasileiros, a partir da década de 1990, na gestão da economia.

Assim como ocorreu no plano econômico, o resultado evidenciado dessas ações foi uma distância entre o discurso do governo e os efeitos práticos, que se mostraram distantes das respostas esperadas pela sociedade. Eventos adversos, como a retração dos investimentos, o aumento das tarifas de energia e, principalmente, a redução compulsória do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, decretada pelo Poder Concedente no biênio 2001-2002 (racionamento), se tornaram indicadores da insuficiência, ou inadequação, das soluções implementadas pelo Estado para o setor elétrico brasileiro (Alves, 2006:96).

Uma nova rodada de aumentos nas tarifas aconteceu em abril de 1997 e o percentual girou em torno de 10% para todas as classes de consumo, com pequenas diferenças entre empresas. As únicas empresas que tiveram tratamento diferenciado foram as três distribuidoras privatizadas: Escelsa (ES), Light e Cerj (RJ), cujas tarifas foram reajustadas em maio e em agosto daquele ano. O tratamento diferenciado para essas empresas decorreu das cláusulas dos contratos de concessão, assinados quando da transferência do controle acionário dessas empresas à iniciativa privada. Estabeleceu-se ali um novo formato para a correção das tarifas, que desde então, passaram a ser definidas pelo novo agente regulador do setor elétrico brasileiro (DIEESE, 2007).

A desestatização do setor elétrico exigiu um novo formato de regulação por parte do Estado brasileiro, merecendo destaque a adoção de um novo modelo setorial e a criação de uma agência reguladora do setor elétrico (DIEESE, 2007).

Para estabelecer a sua relação com o setor, a ANEEL passou a celebrar contratos de concessão com as empresas concessionárias. Nesses contratos passaram a ser conhecidas as regras a respeito das tarifas, da regularidade, da continuidade, da segurança, da atualidade e

qualidade dos serviços e do atendimento a serem prestados aos consumidores (DIEESE, 2007).

Em relação às tarifas, os contratos tinham como princípio preservar o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias, estabelecendo valores que permitissem cobrir todas as etapas do processo industrial de geração, transmissão e distribuição acrescidas dos impostos e encargos setoriais. De acordo com a Agência, dois princípios eram fundamentais na definição das tarifas: a modicidade tarifária – ou seja, uma tarifa acessível para todos os cidadãos - e o equilíbrio financeiro das empresas, tornando-as viáveis para o recebimento e manutenção dos investimentos (DIEESE, 2007).

A ANEEL adotou uma nova sistemática de correção das tarifas, substituindo o modelo de regulação tarifária do custo do serviço pelo modelo tarifário conhecido como do Preço-Teto. Por este modelo é fixado o valor máximo da tarifa, depois de estabelecida uma premissa de receita requerida por parte de uma determinada concessionária (DIEESE, 2007).

A ANEEL divide a estrutura de custos das empresas em gerenciáveis e não gerenciáveis. O custo gerenciável, também denominada Parcela B, é composto pelos serviços de distribuição, manutenção da rede, serviços de atendimento ao cliente, cobrança e a remuneração dos investimentos. O custo não gerenciável, ou Parcela A, é composto pela energia comprada, serviços de transmissão e encargos setoriais. A soma das duas parcelas irá compor a tarifa de energia ao consumidor (DIEESE, 2007).

Para definir quais os níveis tarifários a serem cobrados dos consumidores residenciais (população em geral) e das demais classes de consumidores, a ANEEL criou uma empresa fictícia conhecida como Empresa de Referência para avaliar os custos gerais e a receita requerida para distribuir energia numa determinada região (DIEESE, 2007).

Uma vez definidas as tarifas de uma determinada concessionária, o modelo tarifário vigente admite três possibilidades de correção (DIEESE, 2007):

1. Reajuste Tarifário Anual (RTA) – realizado anualmente, a cada aniversário da data de assinatura do contrato de concessão. Nessa oportunidade são repassadas para as tarifas modificações constatadas nos custos não gerenciáveis e são atualizados monetariamente os custos gerenciáveis. Esta correção dá-se pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado, da Fundação Getúlio Vargas (IGP-M/FGV) dos dozes meses anteriores à data do reajuste;

2. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) – aplicada a qualquer tempo, sempre que se observar mudanças significativas que comprovadamente alterem a estrutura de custo da empresa;

3. Revisão Tarifária Periódica (RTP) – realizada em média a cada quatro anos, tem o objetivo de redefinir o nível das tarifas, com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, transferir aos consumidores eventuais ganhos de eficiência, praticando assim a modicidade tarifária (DIEESE, 2007).

No ano que ocorrer a revisão tarifária periódica (RTP), em média a cada quatro anos, não ocorrerá o Reajuste Tarifário Anual (RTA). É, na revisão tarifária periódica, que a ANEEL se utiliza do instrumental metodológico da Empresa de Referência. É ele que permite avaliar o comportamento do mercado na área de concessão da empresa, o comportamento dos custos no período, fazer a comparação com a concessionária em questão e, por fim, definir a receita requerida da concessionária, base para a definição das tarifas da concessionária distribuidora (DIEESE, 2007).

De 1997 a 2006, o IGP-M – indexador dos custos gerenciáveis das concessionárias distribuidoras – apresentou uma variação média anual da ordem de 9,91%. Quando comparado aos indicadores de preços para o consumidor, constata-se significativa discrepância entre estes (DIEESE, 2007).

Com as reformas no setor elétrico iniciadas em meados dos anos 90, as tarifas de energia subiram mais que a inflação, medida pelo IPCA. Enquanto o IPCA acumulado no período 1995 a 2005 foi de 103,73%, a variação do índice de preços de fornecimento de energia elétrica no Brasil chegou a 297,25% e no Espírito Santo a 294,17% (Alves, 2006).

Durante o período conhecido como “apagão”, conforme Farias (2006), ocorrido no período de junho de 2001 e fevereiro de 2002, houve:

(...) o racionamento de energia elétrica que culminou com o aumento imediato nos preços das tarifas de 2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para as demais categorias, houve cobrança de multa para quem ultrapassasse a meta de consumo e pagamento de bônus para quem conseguisse racionar o consumo de acordo com quantidade de kWh estipulada pelas concessionárias. Foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGC – a qual tomou todas as medidas que entendeu pertinente para contornar a situação. O resultado dessas negociações foi que os consumidores/cidadãos brasileiros estão arcando com um prejuízo de R\$ 32 bilhões que será integralmente pago até 2008 (Farias, 2006:59).

6.1 - Revisões tarifárias

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) sugere uma ampla avaliação dos requisitos necessários à prestação dos serviços. Com base nesta avaliação, procede-se a fixação dos novos patamares tarifários que poderão acarretar aumento, diminuição ou manutenção dos valores praticados. O primeiro ciclo de revisão ocorreu no período de 2003 a 2005; o segundo entre 2007 a 2010 e o terceiro teve início em 2012 e 2013 (DIEESE, 2014).

A partir de 2003, um número grande de empresas passou pelo primeiro ciclo de revisão tarifária, no qual havia grande expectativa de redução das tarifas. Essa expectativa foi frustrada, na medida em que todas as empresas tiveram correção positiva em suas tarifas sendo que várias com aumentos superiores a 30% (Tabela 2). O recuo do mercado de energia elétrica, entre os anos de 2001 e 2003, decorrente do racionamento, teve impacto negativo no faturamento das empresas, o que explica parte do resultado das revisões (DIEESE, 2007).

Tabela 2 - Correção da tarifa de energia elétrica decorrente da revisão tarifária periódica

Primeiro ciclo (2003/2005) – empresas selecionadas			
Empresas/ Região	Correção Tarifária em Decorrência da Revisão (Em %)		
	2003	2004	2005
Sudeste:			
Cemig	31,53		
CPFL	19,55		
Bandeirante	18,08		
Light	4,15		
CERJ (atual Ampla)	15,22		
Eletropaulo	10,95		
Escelsa		19,89	
Sul:			
RGE	27,36		
AES Sul	16,14		
CEEE		6,46	
Celesc		9,37	
Copel		14,43	
Nordeste:			
Energipe	31,18		
Cosern	11,49		
Coelce	31,29		

Coelba	31,49		
Celpe			24,43
Norte:			
Celpa	27,06		
Celtins	14,64		
Manaus Energia			19,07
Eletroacre			3,79
Ceron			5,42
Centro-Oeste:			
Cemat	26,00		
Enersul	32,59		

Fonte: ANEEL – Atos regulatórios - Elaboração: DIEESE

Apesar da Tabela 2 mostrar o primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica para as empresas de distribuição de energia, no caso da Escelsa corresponde à terceira Revisão Tarifária já que o contrato de concessão prevê revisões desse modelo a cada três anos.

(...) a revisão periódica da EDP ESCELSA ocorre de três em três anos. Este período é previamente definido no contrato de concessão e expresso em períodos de tempo fiscais, por exemplo, de agosto a julho e não anos civis (Noronha, 2012:118).

Portanto, o primeiro processo de revisão tarifária conduzido pela ANEEL foi o da Escelsa, em 1998, discutido na Consulta Pública nº 3/1998. Assim, em 2001 foi realizado seu segundo processo de revisão tarifária, discutido na Audiência Pública nº 5/2001. As demais distribuidoras, que tiveram seus contratos de concessão assinados entre 1996 e 2001, passaram a ter revisões de suas tarifas a partir de 2003. A ANEEL inaugurou em 2003 o chamado 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1CRTP, que foi realizado entre 2003 e 2006. (ANEEL, 2013).

Alves (2006) afirma que houve uma evolução significativa dos dispêndios da sociedade com energia elétrica no período pós-privatização, indicada a partir da constatação de uma majoração das tarifas para o serviço de eletricidade em patamares superiores aos dos índices inflacionários mais utilizados no Brasil, conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Evolução das Tarifas de Energia Elétrica Comparativamente aos Índices Econômicos

	1995	1998	2001	2004	2005	2005/1995
Tarifa Brasil (R\$/MWh)	59,58	86,57	122,88	197,35	236,68	297,25%
Tarifa ESCELSA (R\$/MWh)	53,72	79,70	112,55	185,37	211,75	294,17%
IPC	137	166	208	270	283	106,57%
IPCA	1.244	1.458	1.813	2.399	2.535	103,73%
INPC	1.256	1.465	1.830	2.460	2.584	105,73%
IGP-M	124	148	216	331	335	170,16%

Fonte das Tarifas: ANEEL e ESCELSA. Tarifas médias de fornecimento, valores em R\$/MWh, sem ICMS.

Fonte dos Índices: IPEA. IPC Geral - Índice (ago.1994) = 100; IPCA Geral - Índice (dez.1993) = 100; INPC Geral - Índice (dez.1993) = 100 e IGP-M Geral - Índice (ago.1994) = 100.

Comparativamente, as tarifas do setor elétrico com preços controlados pelo governo, cresceram muito mais no período do que qualquer um dos índices que medem a inflação, ficando a análise ainda mais adversa se nos aproximamos dos índices mais afeitos à correção salarial (Alves, 2006).

Após o 1CRTP, a ANEEL refinou por duas vezes as regras de revisão tarifária. Uma foi feita em 2006 – processo que finalizou em 2008 com a conclusão da AP nº 52/2007 – tendo sido as novas regras aplicadas para as distribuidoras que passaram por revisão tarifária entre 2007 e 2010. Esse foi o chamado 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 2CRTP. (ANEEL, 2013)

Sinais apontam para o aprimoramento das metodologias do 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras. Um avanço identificado é a progressiva transparência. Diferentemente do primeiro ciclo, o regulador disponibilizou para as empresas os modelos a serem utilizados no processo de Revisão Tarifária Periódica, porém muitos critérios e procedimentos adotados pela ANEEL ainda não respeitam os princípios básicos do que se considera uma regulação eficiente (Jornal Energia, 2007).

Audiências públicas e fórum pela internet permitiram um amplo debate sobre conceitos gerais e procedimentos para o segundo ciclo de revisão tarifária, que se iniciou este ano. Os critérios de aplicação das metodologias, entretanto, não foram definidos (Jornal Energia, 2007).

Conforme o Relatório Aneel de 2006, concluído o 1º Ciclo de Revisão das Tarifas, as áreas técnicas da ANEEL, sob a coordenação da Superintendência de Regulação Econômica -

SRE, conforme diretrizes da Diretoria, iniciaram imediatamente os estudos para as possíveis melhorias de aspectos metodológicos desse primeiro ciclo, obedecido, sempre, o princípio da estabilidade regulatória.

“Para isso, foi constituída uma força-tarefa, que incluía os três diretores (na época, a Agência só contava com três diretores) e todos os titulares e vários técnicos das superintendências envolvidas (SRE, SFF, SRD, SRT, SRC e eventuais participações de outras, como a SMA) e a Procuradoria Federal na ANEEL. Os documentos básicos de apoio resultaram de contribuições enviadas por intermédio do Fórum “Forte Integração”, ambiente virtual de discussões criado pela ANEEL para que os interessados, internos e externos, se manifestassem sobre possíveis aperfeiçoamentos na sistemática de revisão adotada no primeiro ciclo.” (ANEEL, 2006)

Até o segundo ciclo de revisão, a ANEEL utilizou uma empresa fictícia para definir o padrão tarifário adequado em cada área de concessão. Esse modelo, conhecido como “Empresa de Referência”, detalhava toda a estrutura de custo das Parcelas A e B e definia a tarifa que representava o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão para cada empresa. A primeira mudança importante no terceiro ciclo foi abandonar esse modelo, pois, segundo a ANEEL, o modelo não foi devidamente compreendido pela sociedade (DIEESE, 2014).

A experiência adquirida no 1CRTP e 2CRTP (ciclo de revisões) demonstra a dificuldade encontrada pela sociedade em compreender o real objetivo da Empresa de Referência. Sindicatos reclamam dos salários pagos na Empresa de Referência ou do não reconhecimento de determinados acordos trabalhistas; acionistas cobram das empresas gestão idêntica à parametrizada na Empresa de Referência; a justiça toma decisões baseadas em itens que compõem a Empresa de Referência e não a distribuidora real; as próprias distribuidoras parecem por vezes desconsiderar que o modelo é uma representação simplificada, com parâmetros médios, que não necessariamente deve refletir as particularidades de cada área de atuação. (Nota Técnica 265/2010 – SRE/ANEEL, Brasília, 25/08/2010 apud DIEESE, 2014:3)

Assim, ao invés de criar uma empresa fictícia para definição dos custos operacionais, estes passaram a ser apurados em duas etapas (DIEESE, 2014):

a) A primeira consiste na atualização monetária dos custos operacionais apurados no 2º Ciclo através da “Empresa de Referência”, observando o crescimento do mercado (unidades consumidoras, redes de distribuição e ganhos de produtividade);

b) Na segunda, é feita uma análise de eficiência comparativa para definir um intervalo de custos operacionais eficientes considerando o mercado e as características da área de concessão e o nível de qualidade do serviço de cada empresa.

Para os empresários do setor, a adoção do critério técnico de qualidade do serviço através das metas dos indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) fez com que a busca pela redução de custos tivesse que ser acompanhada por um desempenho técnico medido pelo regulador, que significa, na prática, manter um padrão adequado de continuidade dos serviços para os consumidores finais (DIEESE, 2014).

Manter esse padrão de qualidade passou a ser fundamental para que não ocorra penalização financeira na Parcela B nos próximos reajustes tarifários. A adoção do critério técnico pela ANEEL foi resultado da constatação da piora na qualidade dos serviços. Pela primeira vez tentou-se medir a eficiência além da simples verificação de quem gastou menos em relação aos custos regulatórios. No entanto, a consequência dessa medida - ou seja, manter os padrões de qualidade dos serviços - implicará a elevação dos investimentos, exatamente quando a revisão tarifária reduz parte importante dos ganhos empresariais (DIEESE, 2014).

As normas de revisão tarifária se alteraram bastante desde 1998 em função do aprendizado da ANEEL e das mudanças na legislação setorial e na realidade econômica brasileira. Um olhar retrospectivo sobre essas mudanças aponta no sentido de ter havido uma boa evolução nas metodologias de revisão tarifária e também na própria forma de condução do processo por parte da ANEEL, que tem se esforçado para torná-lo mais transparente, reprodutível e coerente (ANEEL, 2013).

O 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP) provocou forte impacto na Parcela B das tarifas, reduzindo os ganhos das concessionárias distribuidoras. Ao mesmo tempo, adotou um critério de qualidade no fornecimento de energia que, de acordo com o desempenho, poderá aumentar ou reduzir as tarifas futuras. O objetivo do regulador é que a busca pela eficiência nas ações empresariais não comprometa os padrões de qualidade do serviço (DIEESE, 2014).

Foram ampliadas as possibilidades de transferência dos ganhos de eficiência do setor aos consumidores. Além de essa transferência passar a ser anual - quando dos reajustes de cada concessionária - parte dos percentuais já foram definidos antecipadamente no momento da revisão. Portanto, eventuais reduções de gastos promovidos pelas concessionárias em relação aos valores regulatórios definidos na revisão somente serão apropriados pelas empresas no decorrer de um ano, e não mais durante todo o período do ciclo (em média quatro anos) (DIEESE, 2014).

Temos plena certeza de que a transparência do processo de discussão com a sociedade é condição necessária para o avanço metodológico e a obtenção de bons resultados com a revisão tarifária. O 3CRTP mostrou-se um marco importante nessa direção, já que houve a disponibilização de todos os documentos, planilhas e *softwares* produzidos pela Agência e recebidos dos agentes, além de realizar-se diversas fases de Audiência Pública. (ANEEL, 2013)

O 3CRTP para as empresas de distribuição e sexto ciclo para a Escelsa foi homologado pela ANEEL com índice médio do reajustamento anual das tarifas da concessionária em 4,12%, para o período entre 7 de Agosto de 2013 e 6 de Agosto de 2014. (EDP, 2013). Confira abaixo a tabela com os reajustes tarifários da Escelsa ao longo dos últimos 19 anos:

Tabela 4: Reajustes Tarifários Anuais da ESCELSA (%)

ANO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013
Reajuste (%)	14,83	9,90	11,07		1,82	17,11		16,08	16,76		4,93	16,67		12,17	15,12		6,89	14,29		
Revisão Extraordinária (%)					17,01	1,00														
Revisão Periódica (%)				-3,40			19,89			8,58			-2,16			4,41				4,12
Lei 12783/13																			-18,01	
Acumulado (%)	14,83	9,90	11,07	-3,40	18,83	18,11	19,89	16,08	16,76	8,58	4,93	16,67	-2,16	12,17	15,12	4,41	6,89	14,29	-18,01	4,12

Fonte: Relatório ANEEL 2007 – “Quarta revisão tarifária da Escelsa”; Resoluções da ANEEL de 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013; Relatório Anual da EDP 2012; Nota Técnica ANEEL 2009 e Lei 12.783/13.

Vale ressaltar ainda que em 2012 houve mudanças ocorridas na legislação brasileira no setor de energia que incidiram sobre as tarifas de energia elétrica em 2013. Conforme o

Relatório da EDP de 2012, no geral, as regulamentações que incidem sobre o setor de energia elétrica no Brasil sofreram substantivas modificações em 2012. Em particular, a Medida Provisória MP 579/2012 – convertida na Lei 12.783/2013, em janeiro de 2013 – que previu a redução do valor das contas de energia elétrica. Na Escelsa, a redução em média para consumidores de baixa tensão foi de 18,01% (EDP, 2014).

A nova legislação versa sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. O percentual médio de redução, previsto para todo Brasil, foi estimado em 20,2%. Para tanto, o governo lançou mão de duas medidas: Renovação das Concessões (que, segundo estimativas, corresponderá a 13,2p.p. dessa redução) e diminuição de Encargos Setoriais (respondendo aos 7p.p. restantes). (EDP Escelsa, 2012)

7. Considerações finais

Diante da literatura utilizada neste estudo, é possível verificarmos que desde a privatização do setor elétrico, iniciada com a distribuidora Escelsa, no Espírito Santo, em 1995, realizada pelo governo neoliberal de Fernando Henrique Cardoso, os reajustes das tarifas de energia elétrica passam por períodos distintos, sendo o primeiro até 2002 nos dois governos de FHC, com aumentos constantes, e o segundo iniciado em 2003, com um novo governo, de caráter participativo-popular, na eleição do ex-operário Lula para presidente da República, com mudanças na dinâmica para a determinação dos reajustes tarifários e ampliação dos mecanismos de participação popular.

Tendo como análise os índices de reajustes tarifários da Escelsa no período de 1995 a 2013, conforme a tabela 4, pode-se observar que até o ano de 2002, ou seja, em oito anos do governo neoliberal do PSDB com o presidente Fernando Henrique Cardoso, os reajustes acumulados somaram 164,47%, ou seja, um aumento médio anual de 13,16%, enquanto que de 2003 a 2010, no mesmo período de tempo do governo democrático-popular do PT com o presidente Lula, as tarifas tiveram reajustes acumulados de 104,73%, ou seja, um aumento médio anual de 9,56%. Se incluirmos nessa avaliação os anos de 2011 a 2013 do governo

Dilma, chegamos durante os 11 anos de governo democrático-popular a 113,51% de aumento acumulado das tarifas de energia, ou seja, aumento médio anual de 7,61%.

Com foco na Revisão Tarifária Periódica, que é prevista em intervalos pré-estabelecidos no contrato de concessão com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico da distribuidora e a estabilidade financeira da concessão, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja responsabilidade é fixar uma tarifa justa ao consumidor, que estabeleça uma receita que garanta o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que esta possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias (Noronha, 2012), passou a estudar modificações nos processos de revisão durante o segundo ciclo (2007/2010) e o terceiro ciclo (2010/2013), com mudanças na metodologia para que pudesse ser melhor entendida pela sociedade, fornecesse qualidade no serviço ao consumidor e maior transparência e participação popular.

Portanto, as mudanças que estão sendo realizadas acontecem dentro da ótica de um governo que tem entre seus fundamentos a participação da sociedade. Os novos modelos de participação que implicam, por exemplo, em planejamentos, orçamentos e mesmo políticas públicas participativas partem dos pressupostos que não basta ao cidadão dirigir-se às instâncias estatais exigindo novas políticas, mas cabe a ele também participar do processo decisório para garantir o melhor resultado, modificando o sentido original do termo sociedade civil (Marques, 2013).

Marques (2013) ressalta que em um contexto democrático, como é o caso do Brasil, cada cidadão se estabelece em uma relação quase que direta com o Estado, sendo isso muito diferente do período anterior ao Estado moderno, em que somente alguns privilegiados tinham acesso às decisões governamentais. Hoje, um conceito contemporâneo de cidadania implica em relações mais abertas e transparentes entre cidadãos e governos e isso faz com que as demandas cheguem rapidamente e sem critérios prévios de relevância aos governos e esses precisam dar respostas políticas também rápidas, mesmo que não sejam as mais adequadas.

No entanto, apesar das mudanças implementadas nos últimos 11 anos no setor elétrico brasileiro, ainda existem problemas que se tornam desafios para os próximos anos, incluindo-se a redução da tarifa de energia elétrica e manutenção da qualidade do serviço.

Segundo Rosa (2013), após a privatização o governo deixou a expansão do setor elétrico quase exclusivamente à mercê de decisões do mercado, e isso não garantiu investimentos necessários.

Rosa (2013) afirma que houve aumentos das tarifas após a privatização. O Brasil passou a ter energia elétrica muito cara, apesar de usar geração hidrelétrica em alto percentual. Após a privatização, a tarifa ficou em média mais alta do que no Canadá, na Noruega e em alguns estados norte-americanos que também usam hidreletricidade em grande escala.

8. Referências bibliográficas

Acenda Brasil. Política tarifária: avanços e retrocessos. Revista Energia, agosto e setembro de 2007. Disponível em www.acendebrasil.com.br e acessado em 02/05/2014.

Alves, J.F.S. A utilização do setor elétrico como instrumento de implementação de políticas públicas e os reflexos para a sociedade brasileira (1995-2004). UFES, Vitória, 2006.

ANEEL, 2006. Relatório sobre Proposta de aperfeiçoamento da metodologia de revisão periódica das tarifas de energia elétrica e aprovação do cronograma de atividades a serem desenvolvidas durante o processo de revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia elétrica no segundo ciclo, que compreende o período entre 2007 e 2010.

ANEEL, 2007. Quarta revisão tarifária periódica da concessionária de energia elétrica da Espírito Santo Centrais Elétricas AS - Escelsa, ciclo 2007/2010. Nota Técnica n.º 233/2007-SRE.

ANNEEL, 2005. Resolução Homologatória n.º 162.

ANNEEL, 2006. Resolução Homologatória n.º 363.

ANNEEL, 2007. Resolução Homologatória n.º 528.

ANEEL, 2008. Resolução Homologatória n.º 687.

ANNEEL, 2009. Resolução Homologatória n.º 860.

ANEEL, 2009. Nota Técnica n.º 265/2009-SRE.

ANEEL, 2010. Resolução Homologatória n.º 1.039.

ANEEL, 2011. Resolução Homologatória N.º 1.184.

ANNEEL, 2012. Resolução Homologatória n.º 1326.

ANEEL, 2013. Aprimoramento da metodologia de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica. Nota Técnica n.º 452/2013-SRE.

Demonstrações financeiras 2007 – Escelsa. Disponível em http://edp.infoinvest.com.br/ptb/1502/ESCELSA_JORNAL.pdf e acessado em 08/05/2014.

DIEESE, 2007. As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores. Norma técnica N.º 58.

DIEESE, 2014. As tarifas de energia elétrica no Brasil: inventário do 3º ciclo de revisão tarifária e os efeitos sobre o setor. Norma técnica N° 154.

EDP, 2012. Um mundo cheio de energias. Relatório Anual EDP Energias do Brasil.

EDP, 2013. Comunicado ao Mercado. Informativo da EDP Energias do Brasil.

EDP, 2014. Release de Resultados 4T13.

Farias, R.C.G.B. Atuação Estatal e a Privatização do Setor Elétrico Brasileiro. Universidade de Brasília, Janeiro de 2006.

Ferreira, C.K.L. A privatização do Brasil. A privatização do setor elétrico no Brasil. 2000. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/> e acessado em 10/01/2014.

França, E.W.B. Privatização do setor elétrico: investimentos e seus reflexos na qualidade dos serviços prestados ao consumidor: caso Escelsa. Universidade Cândido Mendes, Rio de Janeiro, 2012.

Marques, M. S. Cidadania e Políticas Públicas – conceituação preliminar, ciclo e análise. Curso de Especialização em Gestão e Políticas Públicas. Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo, 2013.

Noronha, J.C.C. Investimentos em Distribuição de Energia Elétrica sob Incerteza Regulatória utilizando Opções Reais. Itajubá, (MG), 2012.

Rosa, L.P. 10 anos de governos pós-neoliberais no Brasil: Lula e Dilma/Emir Sader (org). – São Paulo, SP: Boitempo; Rio de Janeiro: FLACSO Brasil 2013.