

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Leticia dos Santos Benso Maciel

**Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de
Distribuição de Energia Elétrica Utilizando um
Modelo Econômico de Mercado**

Itajubá-MG, 8 de Julho de 2016.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Leticia dos Santos Benso Maciel

**Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de
Energia Elétrica Utilizando um Modelo
Econômico de Mercado**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Co-orientador: Prof. Dr. Hector Arango

Itajubá-MG, 8 de julho de 2016.



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica utilizando um Modelo Econômico de Mercado”**

Autor: **Leticia dos Santos Benso Maciel**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado	
3º	A	
4º	A	
5º	A	

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
 - (2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
 - (3) O Trabalho será considerado no Conceito final como Insuficiente (I) se for atribuído um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
- Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.**

Itajubá, 08 de julho de 2016.

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Hector Arango
4º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto
5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Jorge e Jucilene.

“Como seria belo se cada um de vós pudesse, ao fim do dia, dizer: hoje realizei um gesto de amor pelos outros.”

Papa Francisco

AGRADECIMENTOS

A Deus, em primeiro lugar, por sempre me abençoar com pessoas boas, de bom coração e que me querem bem a minha volta, a começar pelos pais maravilhosos, não poderia imaginar e pedir pais melhores do que os que me foram dados! Devo agradecer também pela vida, saúde, força, coragem e perseverança e determinação para superar os medos e as dificuldades encontradas no caminho.

Aos meus pais, Jorge e Jucilene, que sempre me apoiaram em todas as minhas decisões e escolhas, que nunca pensaram duas vezes antes de me ajudar a conquistar meus objetivos e me incentivar a ser uma pessoa melhor a cada dia.

A minha família, meus irmãos principalmente, que sempre me apoiaram e me deram forças para seguir em frente e correr atrás dos meus sonhos. Apesar da distância, sempre estão comigo nos meus pensamentos e orações.

Aos professores, Hector e Bonatto, que são uma verdadeira fonte de inspiração como professores e como pessoas. Obrigada por terem me apoiado em todos os instantes, me incentivarem e motivarem a fazer o melhor sempre. A todos com quem estive em contato no CERIn, obrigada!

A Maria de Lurdes e ao José Sales, que me acolheram como uma filha, que sempre me trataram com o maior respeito e carinho, muito obrigada! Sem vocês com certeza minha estadia aqui em Itajubá não teria sido a mesma. Sou eternamente grata a vocês.

Por fim, meus amigos queridos que me incentivaram a concretizar esse objetivo, que estiveram perto de mim em todos os momentos e são uma verdadeira família para mim.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS.....	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XII
RESUMO.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Relevância do Tema.....	1
1.2 Objetivos e Contribuições da Dissertação	2
1.3 Estrutura da Dissertação	3
2. REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....	4
2.1 História da Regulação no Brasil	4
2.2 Regulação das Concessões.....	9
2.3 Características do Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica.....	10
2.4 Mapeamento das Áreas de Concessão Elegíveis	11
2.5 Decreto de Renovação das Concessões	12
2.6 Tarifas de Energia Elétrica	13
2.5.1 Regulação Tarifária	14
3. TAROT -TARIFA OTIMIZADA	16
3.1 O Modelo	16
3.1.1 Função Utilidade, Produção e Consumo	17
4. PROPOSTA DE MODELAGEM PARA AGRUPAMENTO DE CONCESSÕES .	22
4.1 Considerações Iniciais	22
4.2 Modelagem dos Parâmetros.....	22
4.3 Estudo de caso	29
4.4 Parâmetros da agregação	30
5. RESULTADOS E ANÁLISES	31
6. CONCLUSÕES.....	44
6.1 Conclusões Gerais.....	44
6.2 Proposta para Trabalhos Futuros	45
6.3 Artigo Submetido.....	45

APÊNDICE – Definição dos parâmetros do modelo.....	46
REFERÊNCIAS	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Área de concessão de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo.....	12
Figura 2 - Custos avaliados na formação da tarifa regulada.....	13
Figura 3 - Porcentagem dos custos relacionados ao valor da tarifa.....	14
Figura 4 - Diagrama de fluxos econômicos de uma empresa de distribuição.	21
Figura 5- Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área 1.	24
Figura 6- Fluxograma do modelo de mercado para a área 2.	25
Figura 7 - Fluxograma econômico do mercado elétrico para a área 1 com a tarifa T.	27
Figura 8 - Fluxograma econômico do mercado elétrico para área 2 com a tarifa T.....	27
Figura 9 - Ilustração do comportamento das áreas individuais e da área agrupada.	28
Figura 10 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 1.	31
Figura 11 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 2.	32
Figura 12 – Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 3.	32
Figura 13 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 4.	33
Figura 14 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, sem redução dos custos.....	34
Figura 15 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 5% dos custos operacionais.	34
Figura 16 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 10% dos custos operacionais.	35
Figura 17 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 15% dos custos operacionais.	35
Figura 18 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 20% dos custos operacionais.	36
Figura 19 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, sem redução dos custos operacionais.	36
Figura 20 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 5% dos custos operacionais.	37

Figura 21 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 10% dos custos operacionais.	37
Figura 22 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 15% dos custos operacionais.	38
Figura 23 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 20% dos custos operacionais.	38
Figura 24 - Gráfico relacionando o valor adicionado à empresa com o valor socioeconômico gerado.	40
Figura 25 - Gráfico do aumento percentual do valor socioeconômico com e sem a revisão tarifária no momento do agrupamento.....	41
Figura 26 - Relação entre o aumento do EWA e a redução da tarifa, ambos advindos da redução dos custos operacionais.....	42
Figura 27 - Gráfico da relação entre a diminuição dos custos e a diminuição das tarifas.....	42
Figura 28 - Gráfico da relação entre as tarifas de cada área de concessão e as tarifas agrupadas sujeitas a variação dos custos	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Concessionária Sujeitas a Controle Societário Comum.....	11
Tabela 2 – Parâmetros das concessionárias a serem agrupadas.	30
Tabela 3 - Parâmetros econômicos do mercado de cada concessionária e do agrupamento...33	
Tabela 4: Parâmetros econômicos do mercado com agrupamento das concessionárias otimizadas.....	39
Tabela 5: Parâmetros econômicos do mercado agregado sem revisão tarifária (cenário 1) e com redução de custos operacionais.....	39
Tabela 6: Parâmetros econômicos do mercado agregado com revisão tarifária (cenário 2) e com redução de custos operacionais.....	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ECA	Valor Econômico Agregado aos Consumidores
EVA	Valor Econômico Agregado à Empresa
EWA	Valor Econômico Agregado à Sociedade
FRE	Fundo de Reparelhamento Econômico
MME	Ministério de Minas e Energia
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
TAROT	Tarifa Otimizada

RESUMO

Utilizando um modelo econômico do mercado elétrico (Modelo TAROT- Tarifação Otimizada), esta dissertação avalia o comportamento econômico das tarifas regulatórias de energia elétrica de algumas distribuidoras de energia elétrica de um mesmo grupo societário em processo de renovação de seus respectivos contratos de concessão junto à ANEEL, considerando um cenário de agrupamento destas áreas de concessão em uma única. Entende-se que possa haver vários métodos para realizar o agrupamento de áreas de concessão, entretanto, neste trabalho utilizou-se apenas um método, dentro do modelo TAROT, para promover o agrupamento das áreas de concessão. Avalia-se também a possível redução nos custos operacionais advindos do agrupamento e como isto impacta economicamente a empresa e a sociedade. Há um aumento do Bem-Estar Socioeconômico (EWA) e uma diminuição na tarifa (T) a medida que ocorre a diminuição dos custos.

Palavras-Chaves: Modelo econômico do mercado elétrico, Regulação do setor elétrico, Tarifa, Agrupamento de áreas de concessões.

ABSTRACT

Using an economic market model of the electricity market (TAROT – Optimized Tariff), this paper evaluates the economic behavior of the regulatory energy tariffs of the distribution companies of the same holding group, in process of renewal of their respective concession contracts with ANEEL - the Brazilian electrical energy regulatory agency, considering a unification scenario of such concession areas in a single concession area. It is understood that there may be several methods to perform the grouping of concession areas, however, this study used only one method within the TAROT model, to promote the grouping of the concession areas. It is evaluated a possible reduction in the operating costs arising from this grouping, and how this economically impacts the company and the society. There is an increase in the Socioeconomic Welfare (EWA) and a decrease in the electricity rate (T) directly proportional to the decrease in costs.

Keywords: Electricity economic market model, electricity regulation, Energy tariff, Concession areas grouping.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Relevância do Tema

O mercado de energia elétrica está sempre mudando, procurando encontrar a melhor maneira de integrar todos seus componentes e agentes de maneira que todos fiquem satisfeitos. Pode-se dizer que é um mercado que está em constante processo de otimização seja de recursos naturais, ou da regulação, ou até mesmo de políticas públicas.

Tem-se em [1] um estudo de *benchmarking* internacional de 63 distribuidoras de energia elétrica regionais em seis países europeus, que visa ilustrar as questões metodológicas e de dados encontrados na utilização da avaliação comparativa internacional para regulação de serviços públicos. O estudo examina o efeito da escolha dos métodos de avaliação de *benchmarking* utilizando os modelos DEA (Análise da Envoltória de Dados), COLS (Corrigidos Mínimos Quadrados Ordinários) e SFA (Análise de Fronteira Estocástica). O artigo propõe maneiras de superar os problemas realçados no estudo e ter modelos melhores e mais otimizados para a regulação de serviços públicos.

Há também em [2] estudos analisando o efeito da integração vertical de custos de energia elétrica por meio de testes de complementariedades entre geração, transmissão e distribuição. O artigo em questão trata de como a complementariedade de custo iria transferir características de monopólio comumente associados à transmissão e distribuição à geração e assim, impedir a concorrência e isso seria o melhor. Entretanto, o estudo não encontrou nenhuma evidência de complementariedade de custo, e isso sugere que para melhor promover a concorrência na produção, devem ser incluídas políticas que ampliem o mercado de geração além do território do serviço de franquia.

O artigo [3] trata da agregação de mercados, ou seja, apresenta uma maneira de agregar a função utilidade dos mercados. Analisa-se um tipo de agregação de mercado onde se demonstra o resultado de uma agregação de mercado completa para uma boa economia múltipla em que os consumidores têm funções de utilidade von Neumann Morgenstern tempo – aditivo. Este resultado é aplicável a todas as funções do período intra-côncavas, e fornece um contraste com muitos dos resultados da literatura de microeconomia que dependem de tais premissas rigorosas como as curvas lineares de Engel. O artigo compara ainda outros métodos de realização de agregação de mercado.

E no Brasil não é diferente, pois a crise energética que o Brasil tem atravessado recentemente vem levantando questões importantes no setor, como por exemplo, a utilização de outras formas de geração de energia elétrica (a partir de energia solar ou energia eólica, por exemplo), para diversificação da matriz energética brasileira e possível minimização de futuras crises na geração de eletricidade. Uma consequência importante da crise foram os aumentos nas tarifas da energia elétrica. As concessionárias tiveram que repassar os custos a mais na aquisição de energia para o consumidor final, sendo que algumas concessionárias tiveram reajustes tarifários que ultrapassaram 30% [4]. Aumentar o valor da tarifa foi necessário para manter o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias, uma vez que essas não têm condições de arcar com as despesas excessivas na compra de energia. Nesse cenário de crise, de aumento nos custos de aquisição de energia, resgata-se a Lei 8987/1995 [5] que prevê que as concessionárias de distribuição de energia elétrica sujeitas a controle societário comum que, reunidas, atendam a certos critérios (que serão discutidos no decorrer deste trabalho), poderão solicitar o reagrupamento das áreas de concessão com a unificação do termo contratual.

O reagrupamento de áreas de concessão pode ser uma alternativa interessante para a concessionária, que enxerga a possibilidade de redução de custos operacionais e, eventualmente, de custos de capital. Também pode ser interessante para os consumidores uma vez que, na hipótese de haver redução nos custos globais da empresa, haverá também redução na tarifa de energia elétrica e, conseqüentemente, um aumento do bem-estar socioeconômico gerado pelo mercado elétrico, beneficiando toda a população da área em questão.

Tem-se que tomar um certo cuidado no agrupamento, pois se não houver redução e sim aumento nos custos operacionais, esse aumento não pode ser repassado aos consumidores, ou seja, se for mal planejado e estudado o reagrupamento pode levar a concessionária a ter sérios problemas financeiros.

1.2 Objetivos e Contribuições da Dissertação

Nos contratos de concessão deve-se observar os benefícios privados e sociais, devendo o órgão regulador, neste caso a ANEEL, encontrar o equilíbrio na atuação privada visando à modicidade tarifária. Esta dissertação tem por objetivo realizar uma análise qualitativa e quantitativa do impacto do agrupamento no valor da tarifa para a nova área de concessão e verificar o equilíbrio econômico-financeiro e a modicidade tarifária resultantes. Para realizar

esta análise será utilizado o modelo TAROT (Tarifa Otimizada) que é um modelo que representa o mercado de energia elétrica e foi desenvolvido como uma ferramenta didática. Entretanto, o mesmo tem se mostrado um modelo idôneo ao prever qualitativamente o comportamento dos agentes sob diversas circunstâncias relevantes [6].

Para a realização do estudo de caso optou-se por considerar distribuidoras de energia de um mesmo estado e, de um mesmo grupo empresarial. Assim, serão analisadas 4 distribuidoras de energia do estado de São Paulo, pertencentes ao Grupo CPFL Energia. Foram escolhidas estas distribuidoras devido ao porte, ou seja, quantidade de consumidores e número de municípios atendidos e também pela proximidade física entre mesmas.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento de dissertação está apresentado em seis capítulos descritos a seguir. No capítulo 1 descreve-se a relevância do tema, o objetivo, as contribuições e a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 mostra a evolução da regulação no setor elétrico até a atualidade, como funciona o processo de concessão para as distribuidoras, quais concessionárias são elegíveis para o estudo de caso e a legislação vigente sobre o tema, e trata também da composição da tarifa regulatória.

No capítulo 3 apresenta-se o modelo utilizado para realizar o estudo com suas particularidades e adequação ao estudo de caso.

No capítulo 4 é apresentado um método para o agrupamento das áreas de concessão, utilizando o modelo TAROT, quais os parâmetros relevantes e necessários para aplicar o modelo, e como se comportam tais parâmetros.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso, os resultados obtidos bem como a análise dos mesmos.

O capítulo 6 conclui o trabalho e apresenta propostas para trabalhos futuros.

2. REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

2.1 História da Regulação no Brasil

A regulamentação do setor elétrico nacional teve seu início no fim do século XIX, sendo que nesse período iniciava-se no Brasil a geração de energia para iluminação pública e atividades como mineração, criação de pequenas empresas de manufatura entre outras. As empresas eram de capital privado (pequenas empresas nacionais) e empresas de governos municipais de pequenas localidades [7]. Entre os anos de 1890 e 1900 foram instaladas pequenas usinas, principalmente termoelétricas, para atender o mercado industrial da época e também para iluminação pública. As cidades de São Paulo-SP e Rio de Janeiro-RJ estavam em processo de expansão o que atraiu capital estrangeiro para instalar aqui empresas prestadoras de serviços públicos. E assim, em 1899 constituiu-se a empresa São Paulo Railway, Light and Power Company Ltd. com sede no Canadá e a mesma mediante decreto do governo teve autorização para operar em diversos serviços, como transportes (bondes e ônibus), iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade [8].

Logo no início do século XX chegaram as primeiras concessionárias estrangeiras e houve um aumento da produção de energia. A regulação do setor nessa época, assim como em qualquer outra, evoluiu de acordo com as necessidades, interesses e objetivos dos agentes no mercado em expansão. Nesse período, por exemplo, a regulação visava os interesses privados de capital estrangeiro.

A Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903 e o Decreto nº 5.704 de dezembro de 1904 marcaram o início da regulamentação do setor elétrico nacional, e foram as primeiras legislações de regulamentação que, de modo geral, regulamentaram a concessão de serviços de eletricidade quando destinados ao fornecimento a serviços públicos federais [7]. A Lei nº 1.145 foi uma lei pouco efetiva, pois as empresas ainda faziam contratos estaduais e municipais. Contudo, o desenvolvimento da economia cafeeira no estado de São Paulo impulsionou a consolidação da geração de energia no Brasil, já que alavancou atividades como ferrovias, expansão urbana, atividades comerciais e de serviços bem como o surgimento das primeiras atividades industriais. Nasce assim, a aliança entre o processo de eletrificação e o desenvolvimento econômico e social brasileiro.

A presença maciça de empresas estrangeiras no setor elétrico nacional (empresas essas que possuíam outorga do poder público para oferta dos serviços) levaram a sociedade a questionar alguns fatores como fixação das tarifas e controle de lucros praticado por essas empresas. A sociedade nesse momento passou a cobrar a intervenção do governo no setor. Todos esses questionamentos e cobranças se deram no fim da década de 30, que foi um

cenário de mudanças políticas (Revolução de 30) e também marcou uma nova etapa no desenvolvimento do setor de energia elétrica no país.

O Código das Águas de 1934 via Decreto nº 24.642 regulamentava a propriedade das águas e sua utilização, onde o Estado passa a deter a competência sobre a outorga das autorizações e concessões para exploração dos serviços de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição), e passa ainda a rever o processo de tarifação da energia, propondo novo método para calcular a tarifa.

O código mudou a relação entre o Estado e as empresas, uma vez que ficaram mais rígidos os princípios regulatórios. O código inseriu a noção de equilíbrio econômico-financeiro, apesar das principais empresas da época reagiram negativamente às mudanças. A principal reclamação era em torno da tarifação, pois elas se opunham à remuneração do capital pelo custo histórico dos investimentos, e propuseram que se adotasse o custo de reprodução ou reposição (sendo que hoje é utilizado o *price cap*) [8]. Porém, o novo método visava garantir para as empresas o ressarcimento dos custos e a remuneração dos ativos não amortizados, mas não garantia que as contas dessas empresas ficassem sempre equilibradas [9].

É interessante salientar que o artigo 195 do Código estabeleceu que “autorizações ou concessões seriam conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil”. Isso, de certa forma, reprimiu a participação de empresas estrangeiras.

Com o desestímulo dos empresários a investir e a segunda guerra mundial, que limitou a importação de equipamentos e máquinas, o ritmo de expansão da capacidade instalada foi reduzido e provocou um descompasso com a demanda cada vez maior.

Dessa maneira, o Estado passa a ampliar suas atribuições e investir diretamente em geração. Em 1945 nasce a CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) para aproveitar os recursos hídricos do rio São Francisco. Também nessa década foram feitas parcerias com americanos (Missão Taub e Missão Cooke) que apontaram que uma das principais causas do encolhimento do crescimento industrial era o setor elétrico [7],[9].

O Plano Nacional de Eletrificação foi apresentado pelo governo federal em 1946, com o intuito de fazer um planejamento mais abrangente, além da interligação dos diversos sistemas de energia elétrica. O plano também anuncia que os investimentos deveriam ser concentrados em usinas elétricas de pequeno e médio porte, sendo do Estado o papel de coordenador [10].

O governo começou a juntar esforços e no pós segunda guerra seguiram-se os esforços para a planificação da economia. Em 1951, o governo Vargas negociou com o governo dos

Estados Unidos da América a criação da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU). Essa comissão mostrou que havia desequilíbrios estruturais na economia do Brasil, inclusive em setores tidos como estratégicos como é o caso transporte e da energia. O Brasil fez acordos financeiros com bancos internacionais e conseguiu financiamento para investir nos setores estrangulados. Nesse mesmo ano foi criado o Programa de Reaparelhamento Econômico (Lei 1.474, de 26 de novembro de 1951). Os recursos para esse programa provinham do Fundo de Reaparelhamento Econômico (FRE), que por sua vez tinha recursos fiscais captados por um empréstimo compulsório dos contribuintes do Imposto de Renda e por empréstimos contraídos no exterior, pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE, depois BNDES), autarquia subordinada ao Ministério da Fazenda (Lei 1.628, de 20 de junho de 1952) foi criado com a incumbência de administrar os recursos do FRE.

No governo de Juscelino Kubitschek houve uma mudança na estrutura organizacional (planejamento, regulação, fiscalização e expansão dos serviços de energia elétrica) que serviu para formar a base das condições institucionais e financeiras para a futura mudança de escala e de grau de complexidade no setor.

Com o Decreto nº 54.936, de novembro de 1964, foram reavaliados os ativos e a autorização para a correção permanente do imobilizado operacional – base para o cálculo da remuneração dos investimentos.

Pode-se dizer, para todos os efeitos, que a partir da década de 70 o setor foi dominando pelo Estado e grandes investimentos foram realizados, como a construção da usina hidrelétrica de Itaipu, por exemplo.

Em 1971, o governo fomentou aperfeiçoamentos na legislação tarifária com o intuito de dar maior sustentação financeira ao setor. Nesse mesmo ano, em 20 de maio, a Lei 5.655 estipulou a garantia de remuneração de 10% a 12% do capital investido, a ser computada na tarifa. Com isso, o setor passou a gerar recursos não apenas para funcionar de maneira adequada, como também para autofinanciar sua expansão [7].

A estrutura tarifária, entretanto, revelou muita disparidade entre geração e distribuição. As concessionárias que tinham menos consumidores acabaram sendo prejudicadas, pois não conseguiam diluir seus custos com os consumidores. O governo então, por meio do Decreto-Lei nº 1.383 em 1974, instituiu a equalização tarifária, ou seja, estabeleceu tarifas iguais em todo território nacional e, para ajustar a remuneração das concessionárias, utilizou a transferência de recursos excedentes das empresas superavitárias para as deficitárias.

Alguns acontecimentos globais, como o primeiro e o segundo choque do petróleo, elevação da taxa de juros no mercado externo no início dos anos 1980 culminaram numa retração do crescimento econômico do Brasil. Entretanto, o governo desconsiderou a profundidade do movimento de contração da economia mundial, que acarretou em um processo inflacionário e endividamento externo fora de controle. Ou seja, na década de 1980 o arranjo institucional do setor elétrico ficou seriamente comprometido, assim como a eficiência de suas empresas.

Durante os anos 1980 o setor foi perdendo a eficiência, havia sérias discordâncias entre as concessionárias estaduais e a Eletrobrás, que na época era responsável pela coordenação do setor elétrico.

Na década de 1990 o governo enfrentou sérias dificuldades, não tinha mais como investir no setor, as empresas estatais de energia estavam endividadas não podendo dar continuidade ao plano de expansão e, conseqüentemente, a possibilidade de falta de energia tornou-se motivo de preocupação. Diante desse cenário, as privatizações se apresentavam como uma das melhores alternativas. Entretanto, era necessário realizar a regulamentação das suas atividades.

O primeiro passo foi a desverticalização da cadeia produtiva de energia, separando a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A geração e a comercialização foram progressivamente desreguladas; já a transmissão e a distribuição (que, por sua natureza, constituem monopólios naturais) continuam sendo tratadas como serviços públicos regulados. As Leis 8.987 e 9.074 de 1995 introduziram grandes mudanças como: (i) a licitação dos novos empreendimentos de geração; (ii) a criação da figura do Produtor Independente de Energia; (iii) a determinação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e (iv) a liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia [7]-[8].

Em 1996 instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – pela Lei 9.427, autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada para regular o setor elétrico brasileiro. Dentre suas atribuições estão: regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; Estabelecer tarifas; Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores; e promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e

autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

Diversos outros órgãos e leis foram criados visando à melhora da gestão da energia no Brasil. Dentre eles estão: Lei nº 9.433 de 1997, da Política Nacional de Recursos Hídricos que criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; a Lei 9.648, de 1998, que criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Foram estabelecidos valores normativos, de modo que os distribuidores e geradores pudessem honrar esses contratos de longo prazo, garantir a expansão do parque gerador e a modicidade tarifária; a conclusão do processo definidor dos montantes de energia e demanda de potência e das respectivas tarifas para viabilizar a assinatura dos contratos iniciais pelas empresas de geração e distribuição; a nova regulamentação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres; o estabelecimento de novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras; o estabelecimento de limites à concentração econômica; e a homologação das regras de funcionamento do MAE [7].

Em Maio de 2001, havia a possibilidade de falta de energia devido ao período seco e o deplecionamento dos reservatórios das usinas. Assim, medidas emergenciais foram adotadas para evitar um colapso na energia elétrica. A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) foi então criada para propor e implementar medidas emergenciais que compatibilizasse a demanda com a oferta, evitando interrupções importunas no suprimento.

Atualmente as funções e os respectivos órgãos que compõem o setor elétrico nacional são:

- Estabelecimento de políticas e diretrizes para o setor elétrico:
Congresso Nacional, Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e Ministério de Minas e Energia (MME);
- Planejamento e garantia do suprimento de energia:
Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Órgão regulador e poder concedente:
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira:
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica:
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- Supervisão, controle e operação dos sistemas:
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Contabilização e liquidação das diferenças:
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Execução e prestação dos serviços:
agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

2.2 Regulação das Concessões

Sendo a energia elétrica, e seu preço, um aspecto muito valorizado pela população, inclusive influenciando no modo de vida e no ânimo da mesma, governos acabam exercendo forte interferência neste setor.

No Brasil o governo assegura sua soberania sobre a exploração direta ou indireta do setor através da Constituição Federal de 1988 [11] que diz:

“Art. 21. Compete à União:

.....

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

.....

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”.

No artigo 22 são estabelecidas também as competências quanto à legislação sobre a energia:

“Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre:

.....

IV - águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão”.

Tem-se ainda o Artigo 175 que autoriza a União direta ou indiretamente (concessão ou permissão) a prestação de serviços públicos:

“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;*
- IV - a obrigação de manter serviço adequado.”*

Para a regulamentação do regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos tem-se a Lei n° 8987 de 1995 [5]:

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

I - poder concedente: a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, objeto de concessão ou permissão;”

De maneira prática, o concessionário é o agente autorizado a explorar o serviço mediante autorização da União. O poder concedente destes contratos de concessão é o Ministério de Minas e Energia (MME) e pode prorrogá-los por até 30 anos. Os contratos estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e eficiência na qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores [12].

Recentemente houve grande expectativa no setor elétrico com relação ao vencimento de alguns dos contratos de concessão, pois o futuro de muitas empresas dependia desta regulamentação. O processo de prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica foi regulamentado através do Decreto N° 8.461/2015 [13]. De acordo com a Clausula 1° do Decreto supracitado a prorrogação do contrato dependeu da aceitação das condições estabelecidas por parte do poder concedente, mas ao mesmo tempo a ANEEL pode recomendar a prorrogação para as distribuidoras que se encontrassem aptas.

Na audiência pública N° 38/2015, a ANEEL recomendou a prorrogação de 40 concessões de distribuidoras [14]. Esta audiência recebeu 477 contribuições dos vários agentes, que englobaram aspectos referentes a Qualidade, Governança, Transparência, Sustentabilidade Econômico-financeira e que foram levadas em consideração pela ANEEL.

2.3 Características do Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica

Os contratos de concessão de distribuição devem priorizar o atendimento abrangente do mercado, não podendo haver nenhum tipo de exclusão das populações de baixa renda e tampouco de áreas de menor densidade populacional. Os contratos devem incentivar a implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

São 59 contratos de concessão para distribuição de energia assinados entre a União e as empresas privadas, vencedoras através das licitações. A assinatura dos contratos ocorreram entre os anos de 1997 a 2002, e, portanto, possuem datas de vencimento diferentes.

A Lei de Concessões [5] no seu Art. 23º apresenta as cláusulas dos contratos, referentes ao objeto, à área e ao prazo de concessão, ao modo, forma e condições de prestação de serviço, qualidade, preço do serviço, entre outros.

2.4 Mapeamento das Áreas de Concessão Elegíveis

Como já foi mencionado, para que áreas de concessão possam ser agregadas, elas devem pertencer a um grupo societário comum. No Brasil, existem grupos de concessionárias que se enquadram nesse critério básico e fundamental. Na Tabela 1 estão apresentadas as concessionárias de capital privado sujeitas a controle societário comum.

Tabela 1- Concessionária Sujeitas a Controle Societário Comum.[Autorial]

Controle Societário Comum	Concessionárias
CPFL	PAULISTA PIRATININGA SANTA CRUZ JAGUARI MOCOCA LESTE PAULISTA SUL PAULISTA SUL RGE
EDP	BANDEIRANTES ESCELSA
ENERGISA	SERGIPE PARAÍBA BORBOREMA MINAS GERAIS NOVA FRIBURGO CAIUÁ VALE PARANAPANEMA NACIONAL BRAGANTINA LUZ E FORÇA DO OESTE CELTINS ENERSUL CEMAT
NEOENERGIA	CELPE COELBA COSERN
ELETOBRÁS	RORAIMA ALAGOAS CHESF PIAUÍ RONDÔNIA ACRE AMAZONAS CELG
ENEL	AMPLA COELCE

Observando a Tabela 1, nota-se que o estado de São Paulo é o local que tem a maior incidência de distribuidoras sujeitas a controle societário comum. Na Figura 1 tem-se o mapa das concessionárias no estado de São Paulo. A ARSESP, autarquia de regime especial à qual a ANEEL delega a fiscalização das distribuidoras de energia paulistas, tem como uma das principais atribuições na área de energia elétrica, por meio de delegação e descentralização, a fiscalização das 14 concessionárias de distribuição, 12 permissionárias, além das PCHs e PCTs que atuam no estado de São Paulo [15].

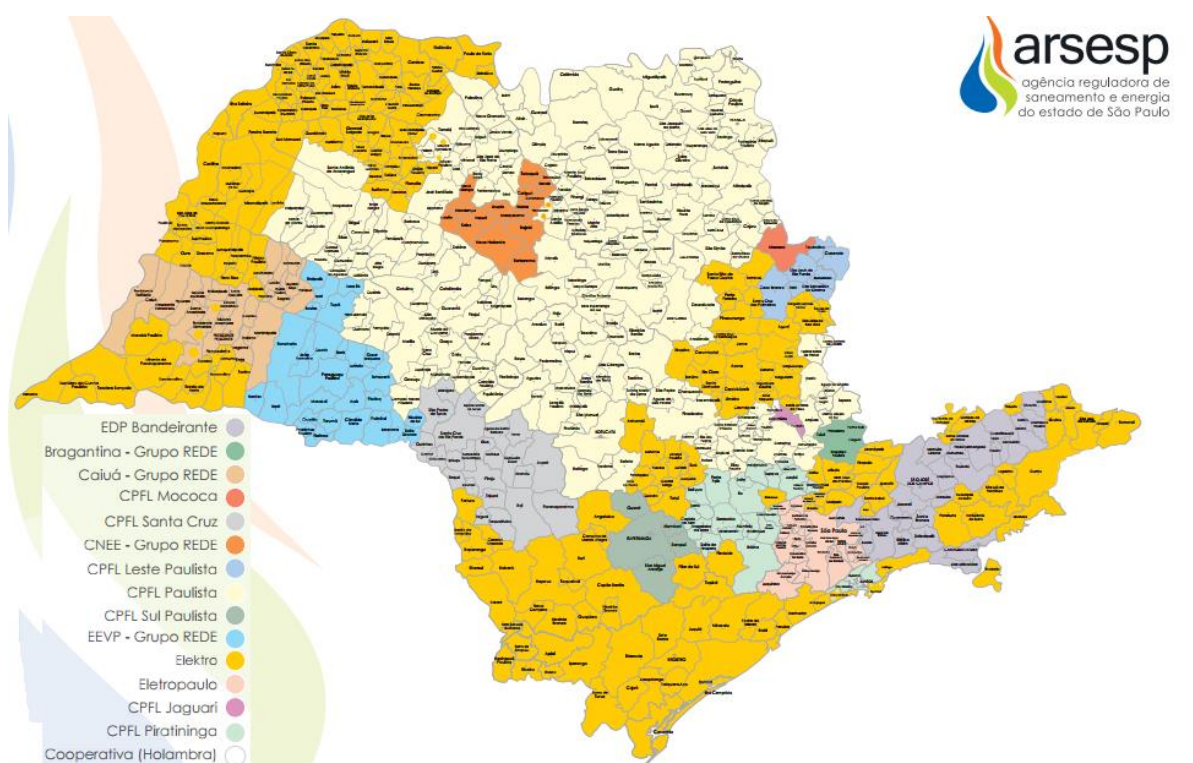


Figura 1 - Área de concessão de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo [15].

A ARSESP verifica o cumprimento dos contratos de concessão e da legislação vigente e fiscaliza as concessionárias observando a evolução dos padrões de segurança, regularidade, continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica e do atendimento ao usuário.

2.5 Decreto de Renovação das Concessões

De acordo com o Decreto N° 8.461/2015 as concessões de distribuição de energia elétrica não prorrogadas, ou que se encontrem extintas, serão licitadas pela ANEEL com diretrizes do MME [13]. Neste mesmo documento, a ANEEL possui todas as atribuições para intervir no processo licitatório, instruir os processos de prorrogação e, o mais importante para o estudo de caso, os critérios de reagrupamento de áreas de concessão. No Art. 8° as áreas de

concessão para reagrupamento devem ser atendidas por distribuidoras sujeitas a controle societário comum, e inclusive adoção de tarifa de uma nova área de concessão.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 [16] estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Entre as providências pode-se citar o Art. 4ºB que indica o reagrupamento das áreas de concessão de distribuidoras sujeitas a controle societário comum, sendo que a unificação do termo contratual deve atender a **critérios de racionalidade operacional e econômica**.

2.6 Tarifas de Energia Elétrica

A tarifa destina-se a assegurar que as concessionárias disponham de receita suficiente para cobrir custos operacionais e ainda remunerar os investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade para os consumidores. A ANEEL calcula a tarifa que cada distribuidora deve utilizar com base em seus custos e investimentos, repassados a ela via revisões tarifárias[17]. Os custos e investimentos podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Os custos que devem ser avaliados nas definições das tarifas estão apresentados na Figura 2, sendo considerados três custos distintos:

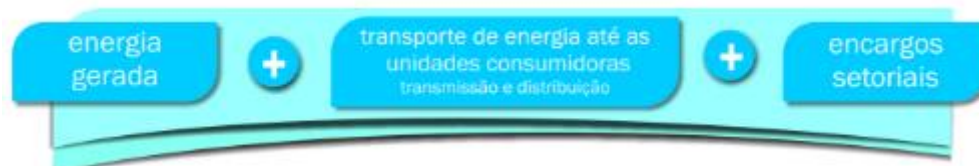


Figura 2 - Custos avaliados na formação da tarifa regulada [18].

Desde 2004 o valor da energia comprada pelas distribuidoras passou a ser determinado também por leilões públicos de venda de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE [18].

Os encargos e tributos são pagos ao Governos Federal, Estadual e Municipal que cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. Esses encargos e tributos não são determinados pela ANEEL, e sim por leis federais, estaduais e municipais, e podem incidir em diferentes custos, como, por exemplo, uns são na distribuição, enquanto outros são na geração.

O transporte da energia, que também é um monopólio natural, divide-se em dois segmentos: a transmissão e a distribuição. A transmissão tem o papel de entregar a energia comprada à distribuidora e esta, por sua vez, entrega a energia ao consumidor final.

Para fins de cálculo tarifário, pode-se dividir os custos da distribuidora em duas parcelas: Parcela A: compra de energia, transmissão e encargos setoriais. Nessa parcela a concessionária não exerce controle, pois os valores não estão sob sua competência, sendo considerados custos não variáveis. E a Parcela B: distribuição de energia. Já essa parcela é onde, de fato, a concessionária exerce controle, pois está ligada a custos como manutenção, operação diária de ativos da concessionária. Logo, a parcela B é considerada uma parcela de custos gerenciáveis [18].

Observando a Figura 3, fica evidente que as despesas com energia representam a maior parcela de custos, e em seguida vem os custos com impostos e tributos. **A menor parcela corresponde aos custos com a distribuição, ou seja, a concessionária exerce o menor peso na formação da tarifa [18].**

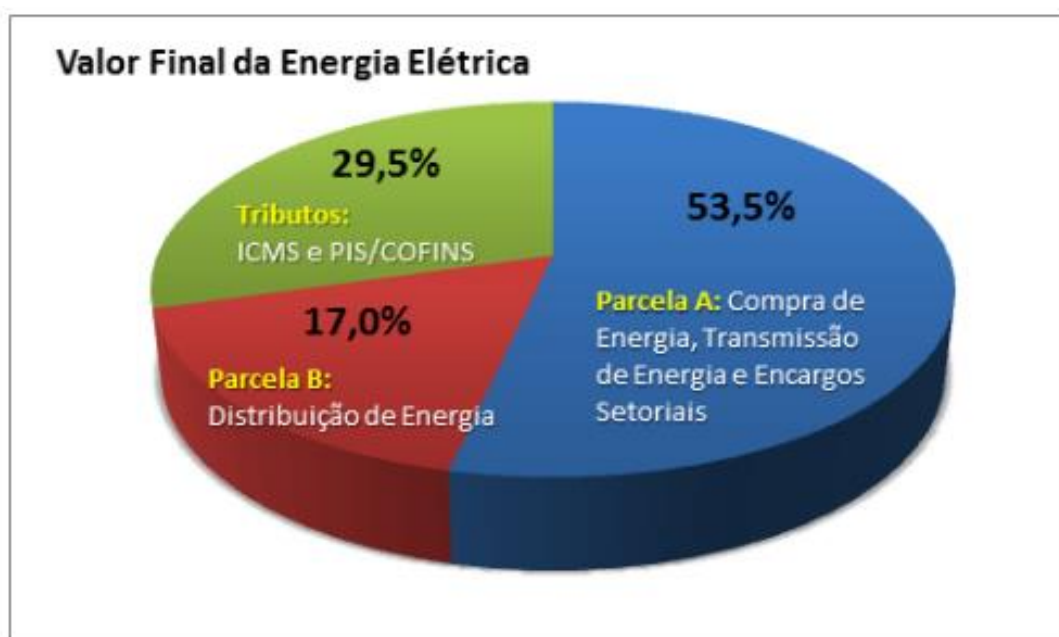


Figura 3 - Porcentagem dos custos relacionados ao valor da tarifa [18].

2.5.1 Regulação Tarifária

A correção das tarifas é essencial para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão às empresas. A Aneel possui três modalidades de correção das tarifas, Reajuste Tarifário Anual (RTA), Revisão Tarifária Periódica (RTP) e Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) [18].

A RTA objetiva reestabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pelas concessionárias. Os reajustes são autorizados ao longo do ano, de acordo com um calendário estabelecido pela ANEEL.

A RTE pode ser realizada a qualquer tempo, a pedido da distribuidora que sentir-se lesada diante de algum evento adverso que provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro para a concessão.

A RTA e RTE costumam ser realizadas anualmente e levam-se em consideração, na maioria dos casos, a variação da inflação, as variações de preço da energia por conta dos despachos térmicos do setor de geração (bandeira vermelha), ganhos de produtividade e a variação da qualidade de fornecimento de cada distribuidora.

A RTP é um processo que ocorre em todas as concessionárias, geralmente, a cada quatro anos, e tem por objetivo redefinir o nível das tarifas a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, repassar aos consumidores eventuais ganhos de eficiência obtidos pela concessionária na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A ANEEL leva em conta os investimentos em infraestrutura, eficiência na gestão dos custos, níveis mínimos de qualidade, ganhos de escala (ou seja, aumento de consumo e de consumidores), bem como a variação inflacionária do ano anterior. Tudo isso contribui para a modicidade tarifária, e instiga as distribuidoras a serem sempre mais eficientes na prestação do serviço.

3. TAROT -TARIFA OTIMIZADA

3.1 O Modelo

Sendo o mercado elétrico composto por agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia e os consumidores, a ANEEL como agência reguladora deste mercado preza por garantir que haja condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado de maneira equilibrada entre todos os agentes e obtendo o maior benefício para a sociedade.

O TAROT (Tarifa Otimizada) é um modelo econômico que representa os fluxos econômicos no mercado de energia elétrica e foi desenvolvido como uma ferramenta didática. Entretanto, o mesmo tem se mostrado um modelo idôneo ao prever qualitativamente o comportamento dos agentes sob diversas circunstâncias relevantes [6], [19]-[22].

O TAROT é capaz de expressar a interação dos principais agentes do mercado elétrico (concessionária e consumidores), que são retratados por submodelos com o objetivo de combinar simplicidade com aderência ao comportamento esperado dos agentes do mercado de forma otimizada.

O TAROT pode tanto fazer uma análise macro do mercado, bem como uma análise mais minuciosa (respeitando as particularidades e a simplicidade do modelo). E em ambos sempre é possível analisar o benefício ou valor econômico agregado para a sociedade *EWA* [23]-[25]. Esse benefício é formado por uma parcela de diz respeito aos consumidores (*Economic Consumers Added – ECA*) e a outra parcela aos produtores *EVA*[®]- marca registrada da Stern & Stewart Co. – para *Economic Value Added*.

Quando o consumidor paga por algum bem ou serviço, neste caso Energia Elétrica (E), o produtor deste bem ou serviço, neste caso a concessionária de energia, passa a ter uma Receita (R) em função da quantidade de energia (E) fornecida.

O benefício do consumidor *ECA* (*Economic Consumer Added*) ou *Surplus* (S) é o benefício excedente sobre o valor pago pela Energia (E), ou seja, a ideia de que ao pagar por algo menos do que ele acha que vale, existe uma adição de valor pela aquisição do produto [25].

$$ECA = U(E) - R \quad (1)$$

Para os produtores o raciocínio é semelhante, porém a variável a ser considerada é o custo $C(E)$. A entrega da energia impacta em custos para produzi-la, transmiti-la e distribuí-la.

la, ou seja, há um gasto ou custo. A diferença entre a receita auferida pela concessionária e o seu custo é o excedente do produtor EVA.

$$EVA = R - C(E) \quad (2)$$

A interação entre os agentes (consumidores e concessionária) estimulam a compra e venda de energia até que se chegue a uma condição de equilíbrio, que será aplicável a quaisquer transações que venham a ocorrer entre esses agentes. O preço de equilíbrio é denominado preço de mercado, ou tarifa (T) [25].

Entende-se que, tendo estabelecido uma tarifa T para a energia elétrica, a receita R fica expressa na forma:

$$R = T * E \quad (3)$$

3.1.1 Função Utilidade, Produção e Consumo

Uma explicação para a compra de um bem ou serviço (E) por um consumidor, é a satisfação que decorre da aquisição de tal. É possível no TAROT obter a quantificação dessa satisfação através de um equivalente monetário denominado função Utilidade $U(E)$ [26].

$$U(E) = aE - \frac{b}{2}E^2 \quad (4)$$

Os coeficientes (a) e (b) representam a avidez e a saciedade dos consumidores diante do valor da tarifa, respectivamente, e são também parâmetros de ajustes do comportamento do consumidor, para que as curvas se aproximem de situações reais.

Os custos neste modelo são estimados em função da quantidade de energia vendida e de parâmetros similares a (a) e (b), que para os custos serão (m) e (n) e de uma componente independente de E .

$$C(E) = C_0 + mE + \frac{nE^2}{2} \quad (5)$$

Tendo em vista que o consumidor procura sempre maximizar seu excedente, pode-se encontrar o máximo, que será chamado de Utilidade Marginal (UM), derivando (4) em relação a (E):

$$\frac{dU}{dE} = UM = T = a - bE \quad (6)$$

Pode-se então escrever a energia em função da tarifa através de (7):

$$E = \frac{a - T}{b} \quad (7)$$

Substituindo (6) em (3) é possível colocar a Receita em função da energia vendida.

$$R = T * E = (a - bE) * E = aE - bE^2 \quad (8)$$

Tratando-se de serviço público universalizado, todo indivíduo da sociedade recebe sua quota de ECA e o EVA reverte-se para os investidores da empresa, os quais fazem parte também da sociedade. Assim, a soma de ECA e EVA formam o valor sócioeconômico EWA (*Economic Wealth Added*) criado pelo serviço de distribuição de energia elétrica. Escreve-se:

$$EWA = ECA + EVA = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (9)$$

Trabalhar para atingir o ponto ótimo é o objetivo dos diversos agentes (concessionárias, consumidores e ANEEL). Sendo assim, o custo gerado para alcançar esse objetivo (obras, investimentos em qualidade e serviço) deve ser pago por todos. O ótimo ou máximo bem-estar socioeconômico engloba a sociedade como um todo (concessionárias, consumidores) e depende de todos os custos envolvidos nesse processo de otimização e a utilidade recebida no uso da energia elétrica.

Considerando como custo a totalidade dos gastos, adicionada da remuneração do capital investido na rede elétrica, os componentes dos gastos são [21]:

- Custos operacionais eficientes;
- Encargos;
- Custos por perdas técnicas;
- Custos devido à falta de qualidade;
- Depreciação da rede

A modelagem desses gastos leva em consideração a dependência de cada componente do custo em relação à quantidade fornecida (E), investimentos no sistema físico ou rede (B). Tem-se então a função custo (G):

$$G = eE + \frac{pE^2}{B} + dB \quad (10)$$

onde:

- $C_0 = eE$ são os custos operacionais eficientes + encargos;
- $C_p = \frac{pE^2}{B}$ são os custos associados às perdas técnicas;
- $D = dB$ é a depreciação da rede ;
- e, p, d são coeficientes ajustáveis que visam aproximar os custos às situações reais.

Esta estrutura de custos é claramente uma aproximação simplificadora do que acontece na prática. Entretanto, permite uma análise organizada e regular do mercado e raramente se distancia exageradamente da realidade.

Outra componente dos custos é o imposto (IMP). Pela legislação tributária, o imposto é uma parte proporcional definida pela alíquota (t), do chamado Lucro Tributável (EBIT – *Earnings Before Interests and Taxes*, este expresso como a resultante da subtração dos custos (C) da receita (R)). Logo os custos dos impostos são:

$$IMP = EBIT * t = t(R - G) \quad (11)$$

Após recolhido o imposto, tem-se o *NOPAT – Net Operating Profits After Tax*, do qual deve-se subtrair ainda a remuneração do capital (Y):

$$Y = r_w * B \quad (12)$$

onde r_w é o coeficiente de remuneração do capital investido (WACC) [27].

Assim sendo, tem-se o custo total do mercado:

$$C = G + t(R - G) + r_w * B \quad (13)$$

ou ainda:

$$C = tR + (1 - t) \left(G + \frac{r_w B}{1-t} \right) \quad (14)$$

Isolando os termos referentes à depreciação e à remuneração do capital, tem-se:

$$C = tR + (1 - t) \left[eE + \frac{pE^2}{B} + \left(d + \frac{r_w}{1-t} \right) B \right] \quad (15)$$

Considerando:

$$k = d + \frac{r_w}{1-t} \quad (16)$$

tem-se:

$$C = tR + (1 - t) \left[eE + \frac{pE^2}{B} + kB \right] \quad (17)$$

Pode-se fazer a seguinte afirmação: Toda parcela que contém o investimento B será mínima quando o valor de B for ótimo B^* , ou seja:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = 0 \rightarrow p \frac{E^2}{B^2} = k \quad (18)$$

resultando:

$$B^* = \left(\frac{p}{k} \right)^{\frac{1}{2}} E \quad (19)$$

Substituindo (19) na equação de custo (17) produz-se a função custo minimizado:

$$C^* = tR + (1 - t) \left[\left(e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \right) E \right] \quad (20)$$

Definida a estrutura de custos do modelo, a Figura 4 ilustra um fluxograma do TAROT e seus componentes.

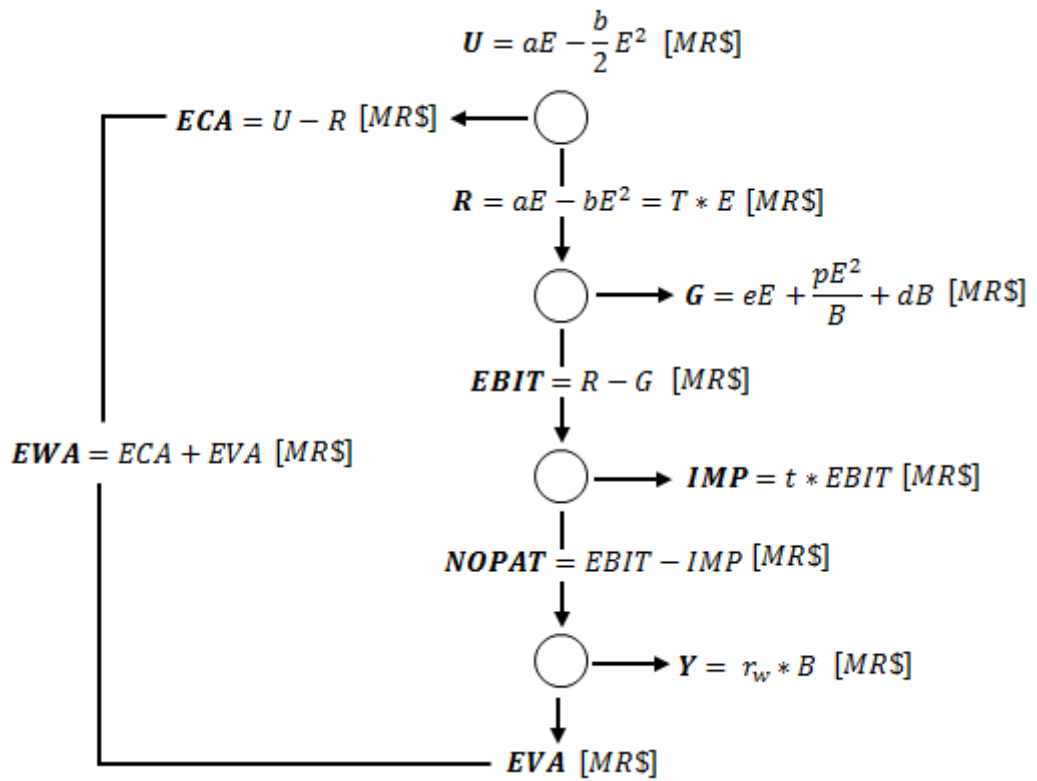


Figura 4 - Diagrama de fluxos econômicos de uma empresa de distribuição [6].

4. PROPOSTA DE MODELAGEM PARA AGRUPAMENTO DE CONCESSÕES

4.1 Considerações Iniciais

A agregação de áreas de concessão, apesar de estar em discussão atualmente entre as distribuidoras que possuem controle societário comum, já fora prevista pela Lei N° 9.074 de 1995. Para a ANEEL, esse processo pode até trazer ganhos de escala que serão considerados no cálculo dos custos operacionais e na definição da base de remuneração no processo de revisão tarifária. Estima-se que esse processo possa eventualmente produzir maior bem estar socioeconômico, favorecendo os consumidores e as concessionárias [28].

Neste trabalho analisa-se o comportamento agregado das concessões resultante das características de cada empresa e seu mercado consumidor. Objetiva-se modelar o comportamento coletivo dos agentes econômicos em diferentes mercados, que serão agora agregados como um só. O comportamento agrupado será avaliado em dois cenários. Para ambos, a agregação das concessões será realizada obtendo-se uma tarifa média equivalente para essa nova área de concessão. O TAROT foi escolhido para fazer o estudo do agrupamento de áreas de concessão principalmente por ser um modelo de mercado simples que retrata bem o funcionamento deste mercado.

O bem estar social é algo que não é mensurado pelo modelo de mercado utilizado pela ANEEL, e no TAROT podem ser mensuradas tarifas, custos, base de remuneração, tributos entre outros e ainda é possível ter uma avaliação quantitativa do valor do bem-estar socioeconômico produzido pelo mercado do setor elétrico.

4.2 Modelagem dos Parâmetros

Ao longo do tempo, as políticas corporativas de várias empresas determinaram a compra de diversas áreas de concessão, e agora, de posse destas áreas surge a ideia de integrá-las em uma só área, procurando explorar as economias de escala decorrentes.

Em particular, propõe-se investigar sobre a unificação tarifária que melhor impacta sobre o bem-estar social criado. Neste intuito adota-se o modelo regulatório da ANEEL **assumindo que, previamente à integração das várias áreas em pauta, cada uma delas operava em equilíbrio econômico-financeiro e com seus investimentos de capital otimizados** (empresa de referência) [27]. Neste contexto, deve-se obter a tarifa (T) unificada

mais conveniente para substituir as tarifas de cada uma das áreas a serem agrupadas. Segundo o marco regulatório aplicado pela ANEEL nas áreas concedidas, antes da integração o desempenho financeiro da área ($i = 1,2,3 \dots n$) envolve uma tarifa:

$$c_i = e_i + 2(p_i k_i)^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

onde:

$$k_i = d_i + \frac{r_{wi}}{(1-t)} \quad (22)$$

A energia vendida é dada como:

$$E_i = \frac{a_i - c_i}{b_i} \quad (23)$$

O investimento ótimo de capital assume o valor:

$$B_i = \left(\frac{p_i}{k_i}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (24)$$

Sabendo-se que para obter o equilíbrio econômico financeiro,

$$R = C \quad (25)$$

o que resulta num valor adicionado nulo, $EVA = 0$.

Toma-se como exemplo duas áreas de concessão quaisquer, onde os parâmetros da área 1 são:

$$a_1 = 10 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right] \quad b_1 = 1 \left[\frac{MR\$}{TWh^2} \right] \quad e_1 = 2 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right] \quad p_1 = 1,5625 \left[\frac{MR\$^2}{TWh^2} \right] \quad k = 0,16$$

Utilizando (21), obtém-se uma tarifa otimizada $c_1 = 3 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right]$; a partir de (23) determina-se a energia $E_1 = 7 [TWh]$, e com base em (24) define-se o investimento otimizado $B_1 = 21,875 [MR\$]$.

Seguindo a modelagem do TAROT supracitada, apresenta-se na Figura 5 o fluxograma do modelo econômico do mercado de energia elétrica para a área de concessão 1 (valores em $[MR\$]$).

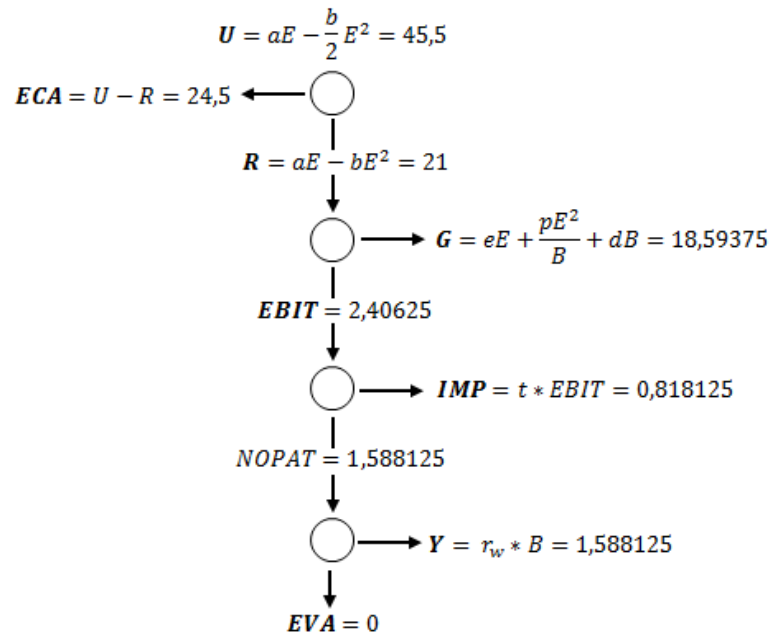


Figura 5- Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área 1.

Considera-se agora para a segunda área de concessão os seguinte parâmetros:

$$a_2 = 5 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right] \quad b_2 = 1 \left[\frac{MR\$}{TWh^2} \right] \quad e_2 = 1 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right] \quad p_2 = 1,5625 \left[\frac{MR\$^2}{TWh^2} \right] \quad k = 0,16$$

Utilizando (21), (23) e (24) determina-se a tarifa otimizada, a energia e o investimento ótimo, respectivamente:

$$c_2 = 2 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right] \quad E_2 = 3 [TWh] \quad B_2 = 9,375 [MR\$]$$

A Figura 6 apresenta o fluxograma do TAROT para a segunda área de concessão (valores em [MR\$]).

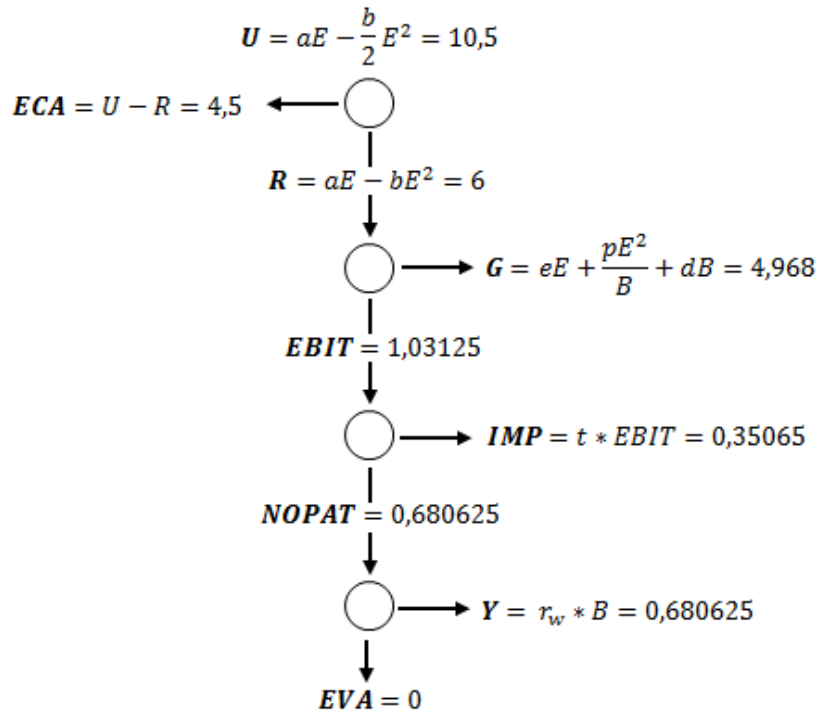


Figura 6- Fluxograma do modelo de mercado para a área 2.

No intuito de calcular a tarifa unificada e as energias vendidas, considera-se o caso de agrupar as duas áreas de concessão citadas.

Com as tarifas isoladas tem-se:

$$E_1 = \frac{a_1 - c_1}{b_1} = \frac{10 - 3}{1} = 7 [TWh] \quad E_2 = \frac{a_2 - c_2}{b_2} = \frac{5 - 2}{1} = 3 [TWh] \quad (26)$$

Após a agregação resulta:

$$E_1 = \frac{a_1 - T}{b_1} = 10 - T \quad E_2 = \frac{a_2 - T}{b_2} = 5 - T \quad (27)$$

Mantendo o equilíbrio econômico-financeiro, $R = C$, e com os investimentos B_1 e B_2 otimizados, o custo C resultará em:

$$C = 3E_1 + 2E_2 \quad (28)$$

enquanto a receita será

$$R = T(E_1 + E_2) \quad (29)$$

resultando na tarifa de equilíbrio

$$T = \frac{3E_1 + 2E_2}{E_1 + E_2} \quad (30)$$

Ora, de (26) tem-se

$$E_1 = E_2 + 5 \quad (31)$$

Logo,

$$T = \frac{15 + 5E_2}{2E_2 + 5} \quad (32)$$

Substituindo E_2 , de (27) em (32) tem-se:

$$2T^2 - 20T + 40 = 0 \quad (33)$$

Resolvendo (33) chega-se no valor da tarifa de equilíbrio $T = 2,764 \left[\frac{MR\$}{TWh} \right]$, e substituindo esse valor em (27), os valores da energia para a nova tarifa são:

$$E_1 = 7,236 [TWh] \quad E_2 = 2,236 [TWh]$$

Com os novos valores de energia calcula-se os valores dos investimentos otimizados:

$$B_1 = 22,6997 [MR\$] \quad B_2 = 6,9877 [MR\$]$$

Utilizando os novos dados avalia-se como a tarifa unificada T afetará o mercado de cada uma das áreas isoladas. As Figuras 7 e 8 mostram o resultado de tal experimento.

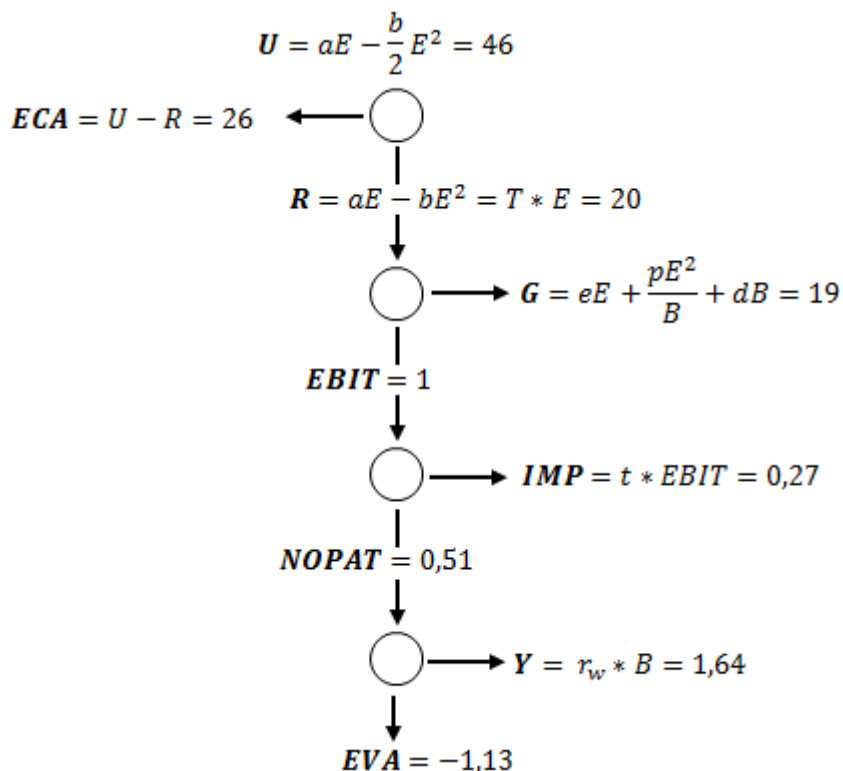


Figura 7 - Fluxograma econômico do mercado elétrico para a área 1 com a tarifa T.

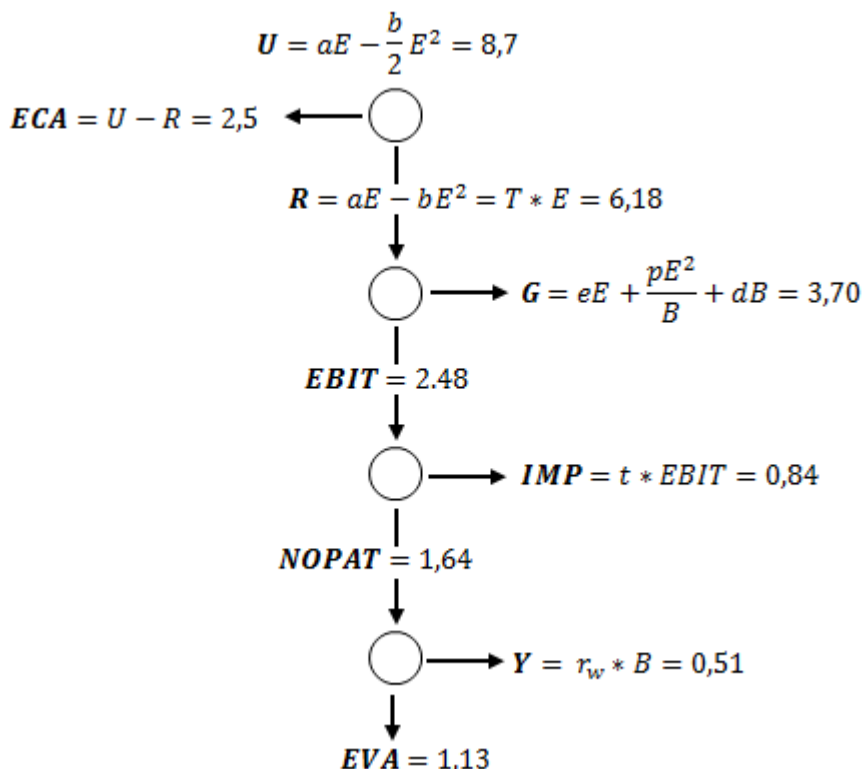


Figura 8 - Fluxograma econômico do mercado elétrico para área 2 com a tarifa T.

Como pode ser observado nas Figuras 7 e 8 cada concessionária deixa de estar em equilíbrio econômico-financeiro individualmente, o que já é esperado, pois cada tarifa é calculada para

um determinado mercado e a tarifa T foi calculada para o mercado agregado e não individual. Entretanto, quando somadas essas áreas de concessão, chega-se a um mercado com equilíbrio econômico-financeiro $EVA = -1,13 + 1,13 = 0$, o que também era de se esperar, pois a tarifa T foi calculada exatamente para que na agregação a nova área de concessão pudesse estar em equilíbrio econômico-financeiro. A Figura 9 ilustra esse comportamento do mercado agrupado.

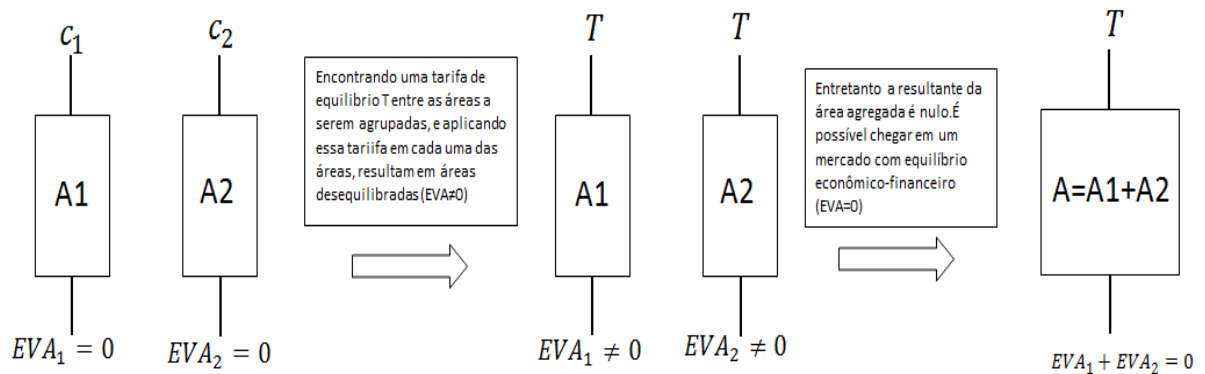


Figura 9 - Ilustração do comportamento das áreas individuais e da área agrupada.

Expandindo esse raciocínio para N áreas a serem agregadas, resulta em:

$$C = \sum c_i * E_i \tag{34}$$

e, na condição de tarifa única para a empresa agregada, a receita será:

$$R = T \sum E_i \tag{35}$$

chega-se em (36), através da qual pode ser obtida a tarifa unificada (T):

$$T = \frac{\sum c_i * E_i}{\sum E_i} \tag{36}$$

Utilizando as equações descritas nesta seção pode-se determinar empresas individuais otimizadas, que juntas poderão ser agrupadas, pois o resultado do valor adicionado EVA de cada uma somado é nulo. Isso garante que a empresa agrupada esteja em equilíbrio

econômico-financeiro e dessa maneira é possível realizar estudos de seu comportamento diante de ganhos de escala.

4.3 Estudo de caso

A principal condição para que seja realizado o agrupamento é o atendimento do **critério de racionalidade econômica e operacional**. Entretanto não há Lei ou Decreto que expliquem quais serão os parâmetros para tal análise [28].

A Nota Técnica nº 267/2015 [28] propõe uma interpretação do critério de racionalidade para o problema específico do agrupamento.

Primeiro tem-se o critério no âmbito “individual”, ou seja, o normal para cada concessionária. Esse conceito é intimamente ligado ao conceito de economia de escala, quando o aumento da quantidade produzida resulta em um aumento proporcionalmente menor do custo total. Isso quer dizer que o custo médio por unidade produzida tende a ser menor na medida em que se aumenta a escala de produção.

O ganho de escala pode ser explicado de maneiras diversas, por exemplo, pode estar associado ao menor custo de aquisição de insumos, ou ainda estar ligado aos custos, em especial ao fixos e na forma como eles se relacionam com o nível de produção.

Nesta dissertação analisa-se o comportamento agregado das concessões resultante das características de cada empresa e seu mercado consumidor. Objetiva-se modelar o comportamento coletivo dos agentes econômicos em diferentes mercados, que serão agora agregados como um só. O comportamento agrupado será avaliado em dois cenários. Para ambos, a agregação das concessões será realizada obtendo-se uma tarifa média equivalente para essa nova área de concessão.

O **cenário 1** tratará o agrupamento realizado no ano 1 sem que haja uma revisão tarifária por parte da ANEEL aplicada sob a nova área de concessão, podendo esta, ter valor adicionado com a redução dos custos operacionais proveniente do agrupamento, uma vez que não há alteração da tarifa de energia elétrica neste cenário.

Para o **cenário 2** admite-se que no momento em que seja realizado o agrupamento, a ANEEL realiza a revisão tarifária a empresa estará em equilíbrio econômico-financeiro, ou seja, $EVA=0$, neste momento.

De posse dos resultados obtidos será possível avaliar a viabilidade do processo de agrupamento das áreas de concessão em questão. Diante da redução dos custos operacionais e o impacto na tarifa média equivalente serão, então, avaliadas hipóteses sobre o comportamento da gestão da empresa e ação dos consumidores.

4.4 Parâmetros da agregação

Os parâmetros necessários para realização do estudo de casos estão presentes na Tabela 2. Os valores da **receita, energia, fator de depreciação, taxa de remuneração do capital e a alíquota de imposto** foram obtidos no site da ANEEL através das notas técnicas de reajuste de 2014 e também da planilha sparta desse mesmo ano. São valores reais de concessionárias sujeitas a um controle societário comum.

Tabela 2 – Parâmetros das concessionárias a serem agrupadas.

Parâmetros	Concessionárias			
	1	2	3	4
Receita [MRS]	87,53	110,62	105,52	67,49
Energia [TWh]	0,34	0,60	0,58	0,24
Fator de Perdas (p) [MRS ² /TWh ²]	5351,72	3197,93	1193,49	10773,01
Fator de Custos Operacionais (e) [MRS/TWh]	198,66	135,59	157,35	184,82
Base de Remuneração (B) [MRS]	87,93	140,31	62,90	123,52
Fator de Depreciação (d)	0,0379	0,0378	0,0377	0,0383
Taxa de Remuneração do Capital (r_w)	0,0809	0,0809	0,0809	0,0809
Alíquota de Imposto (t)	0,34	0,34	0,34	0,34

Para estudar os efeitos do agrupamento das áreas de concessão objetivando uma possível redução nos custos operacionais da empresa unificada foram adotadas as seguintes premissas:

- A avidez e a saciedade dos consumidores mantêm-se fixas;
- Considera-se o cenário otimizado (empresa em equilíbrio econômico financeiro, ou seja, $EVA = 0$) de cada concessionária antes da agregação;
- Adota-se a hipótese de redução apenas nos custos operacionais ($C_0 = eE$) que são passíveis de variação, para valores de redução de até de 20% dos custos, em decrementos de 5%.

5. RESULTADOS E ANÁLISES

Com os dados da Tabela 2 e utilizando (36) obtém-se o valor da tarifa de equilíbrio (T) da nova área de concessão:

$$T = 208,98 \text{ [R\$/MWh]}$$

Então, refaz-se os cálculos para obter os valores de receita (R), utilidade (U), gastos (G), investimento (B), valor adicionado à empresa (EVA), *Surplus* do consumidor (ECA) e bem-estar socioeconômico (EWA) de cada área de concessão. Deve-se observar que o EVA encontrado para cada área deverá ser diferente de zero, e a soma deles igual a zero, assegurando que o agrupamento resultará em uma empresa em equilíbrio econômico-financeiro.

As Figuras 10, 11, 12 e 13 mostram o fluxograma do TAROT de cada concessionária para o novo valor da tarifa (valores em [MR\$]).

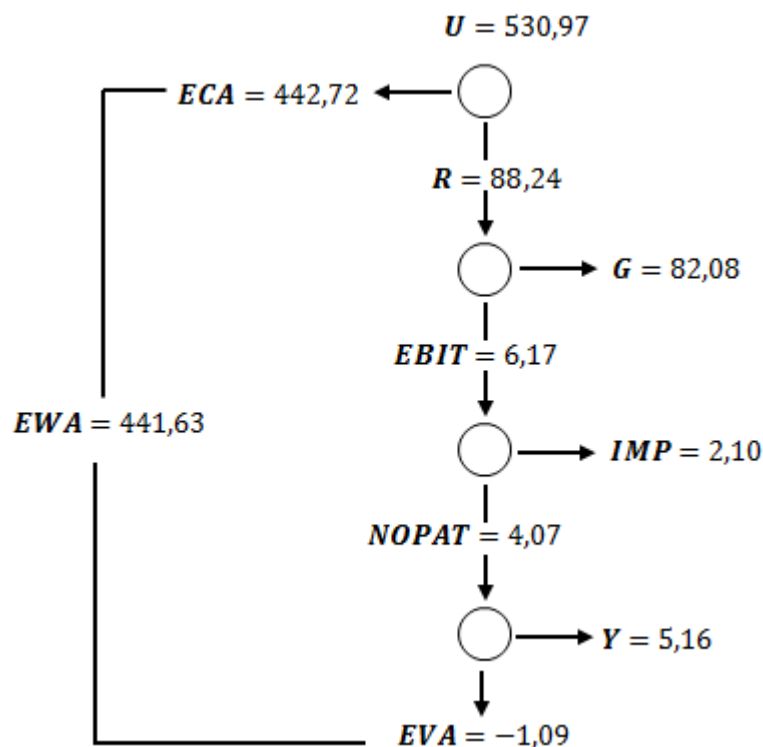


Figura 10 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 1.

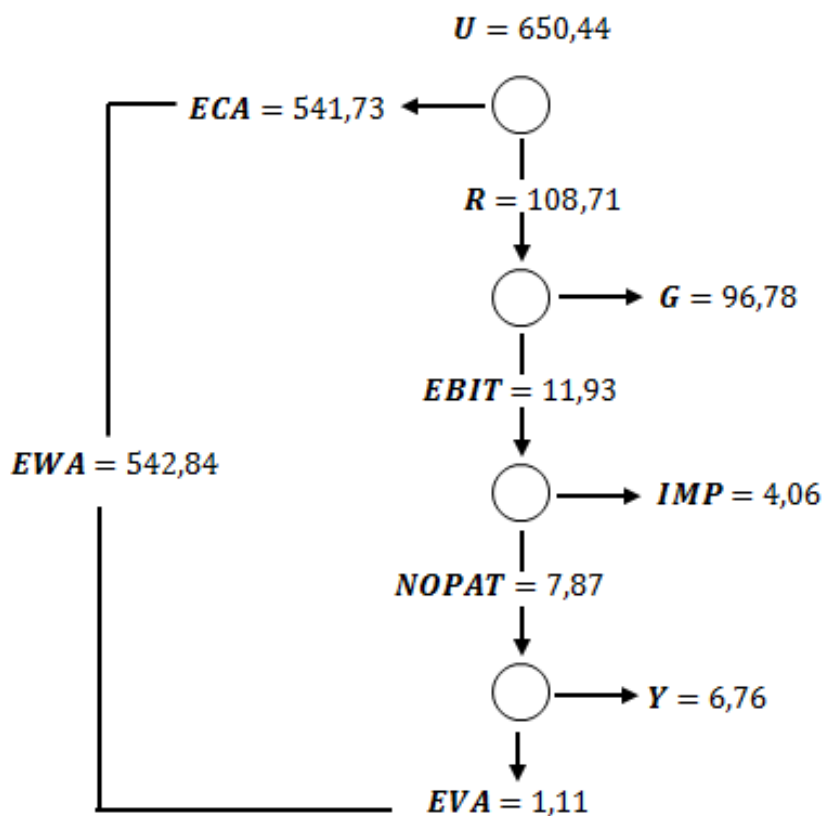


Figura 11 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 2.

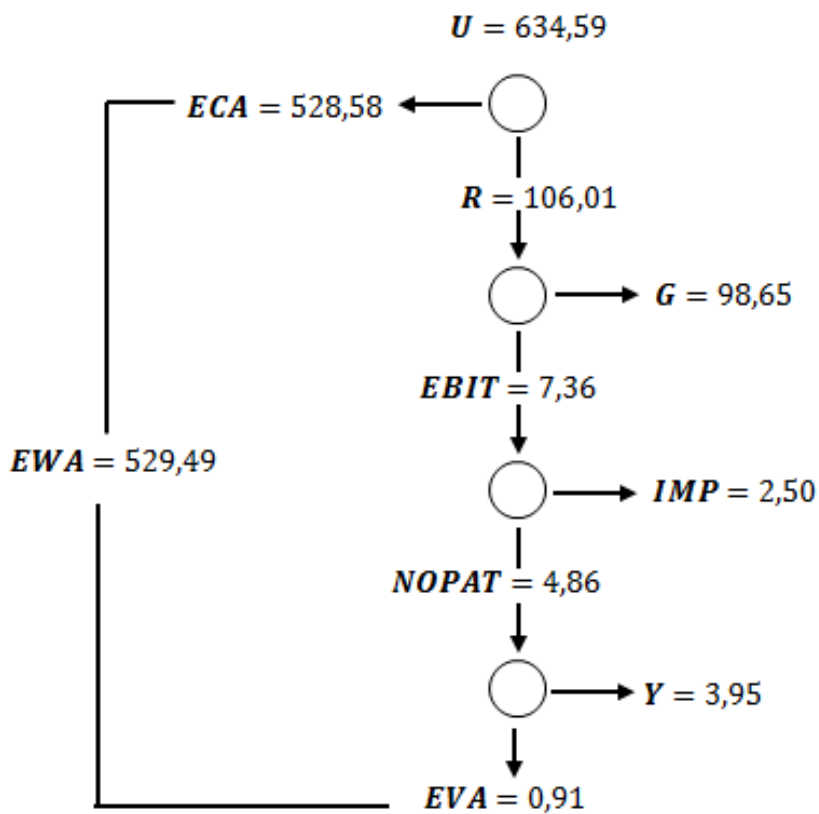


Figura 12 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 3.

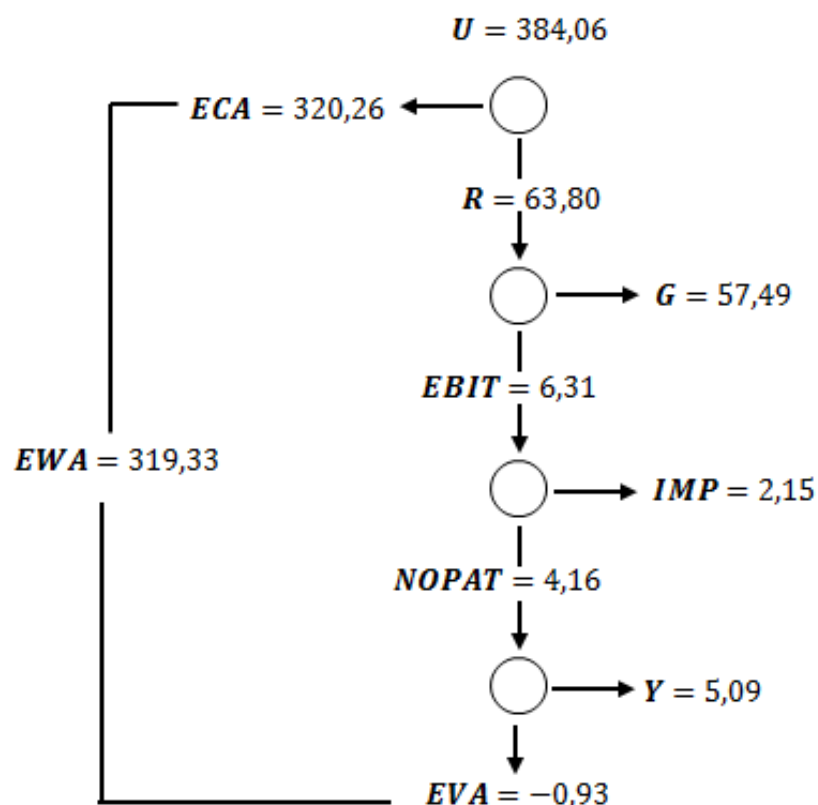


Figura 13 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico para a área de concessão 4.

Na Tabela 3 estão os valores da energia, investimento e o somatório do valor adicionado *EVA* das áreas de concessão.

Tabela 3 - Parâmetros econômicos do mercado de cada concessionária e do agrupamento.

Concessionária	E* [TWh]	B* [MRS]	EVA [MRS]
1	0,349	63,81	-1,09
2	0,592	83,55	1,11
3	0,566	48,81	0,91
4	0,243	57,49	-0,93
Agrupada	1,75	259,11	0

Depois de verificada a condição de equilíbrio econômico-financeiro do agrupamento, são então simulados os dois cenários propostos para avaliar o comportamento diante dos possíveis ganhos de escala advindos do agrupamento. Avalia-se primeiro o **cenário 1**. As Figuras 14, 15, 16, 17 e 18 mostram o fluxograma TAROT para cada valor de redução dos custos operacionais.

- Sem redução nos custos

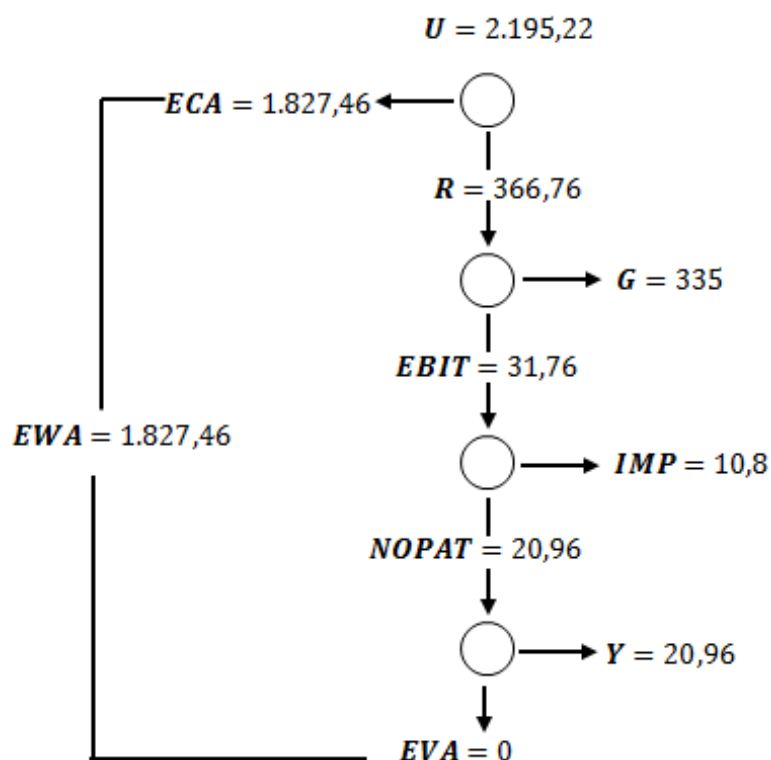


Figura 14 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, sem redução dos custos.

- Redução de 5% nos custos operacionais:

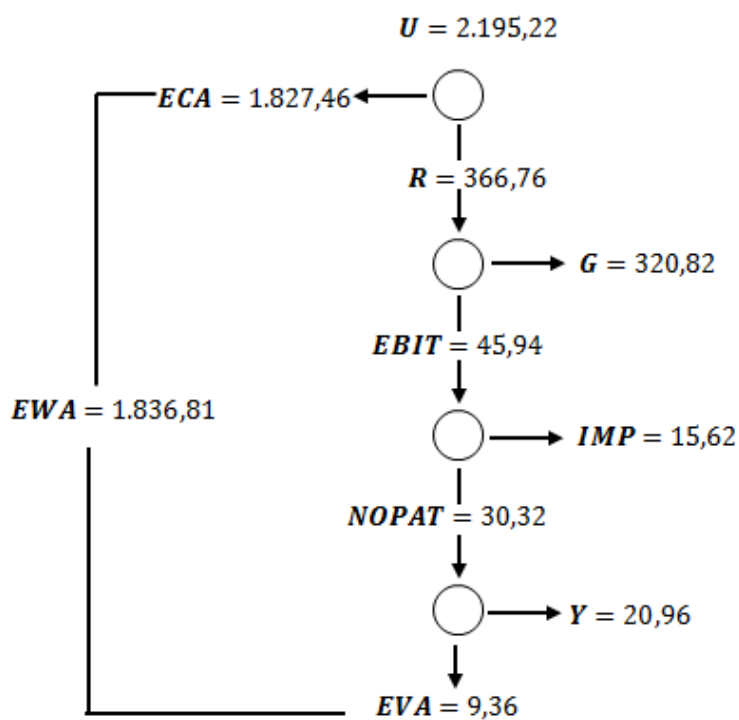


Figura 15 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 5% dos custos operacionais.

- Redução de 10% nos custos operacionais:

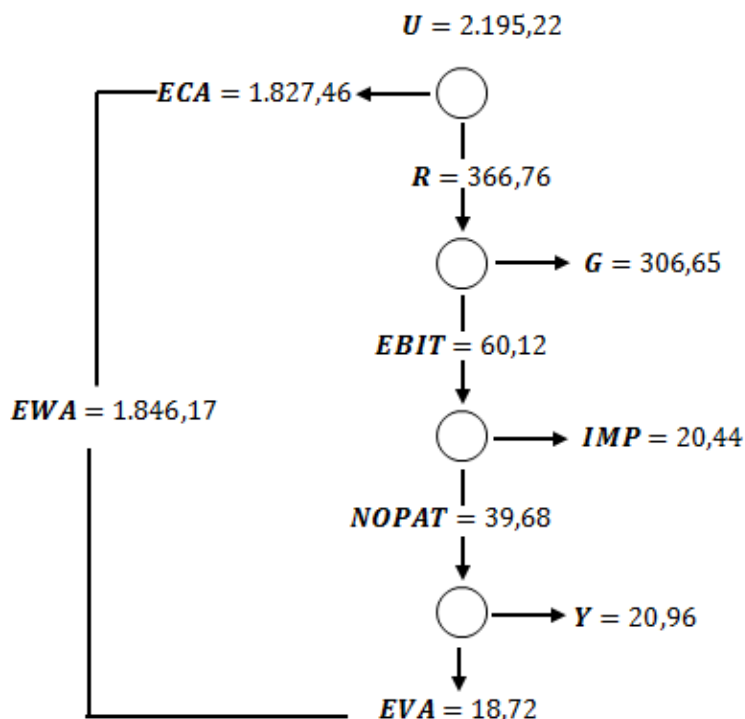


Figura 16 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 10% dos custos operacionais.

- Redução de 15% nos custos operacionais:

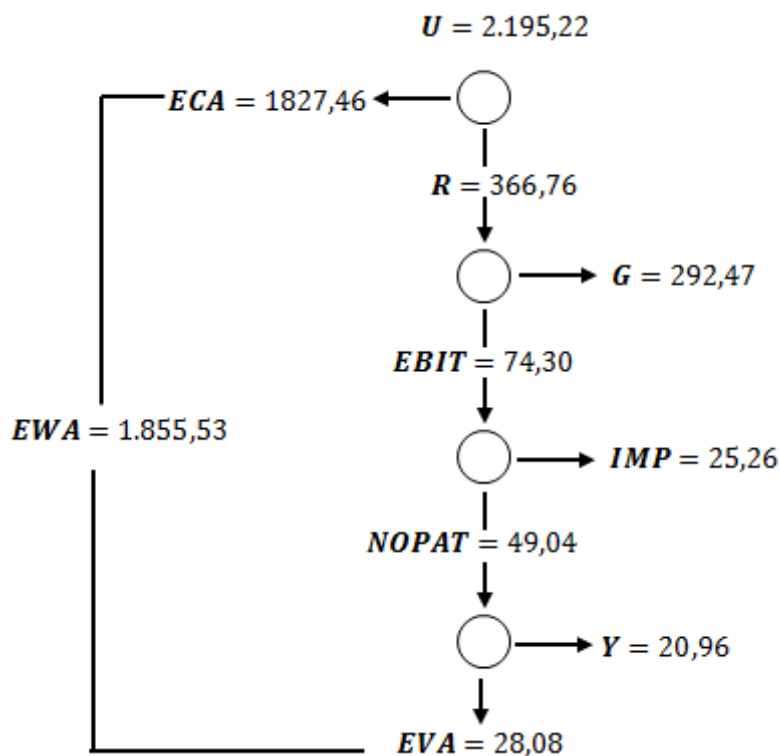


Figura 17 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 15% dos custos operacionais.

- Redução de 20% nos custos operacionais:

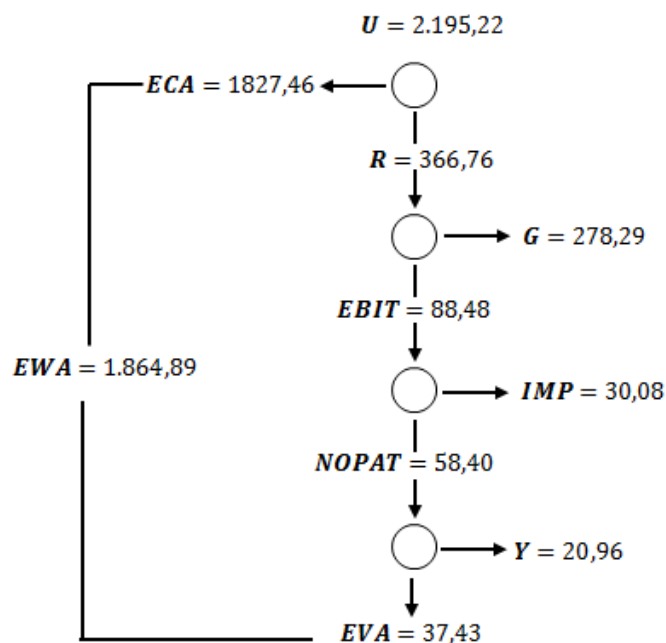


Figura 18 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 20% dos custos operacionais.

Faz-se agora os fluxogramas para o **cenário 2**, lembrando que nesse cenário, sempre que há redução nos custos, há também regulação nas tarifas. As Figuras 19, 20, 21, 22 e 23 apresentam o modelo com as respectivas reduções de custos operacionais.

- Sem redução dos custos operacionais:

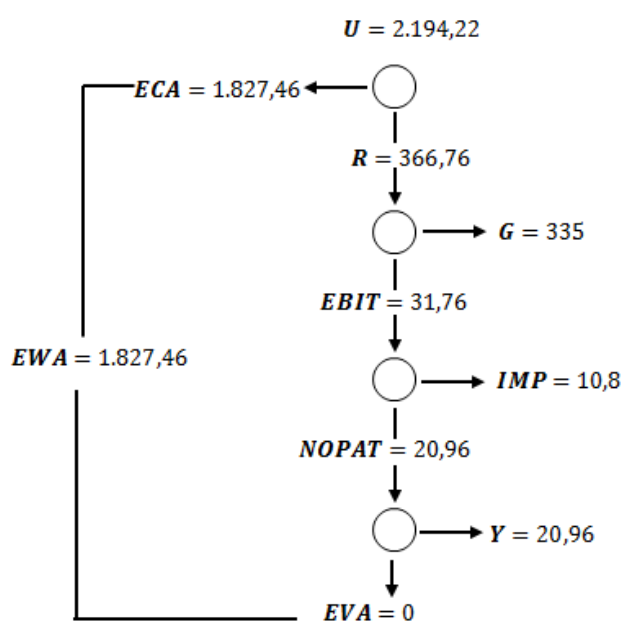


Figura 19 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, sem redução dos custos operacionais.

- Redução de 5% dos custos operacionais:

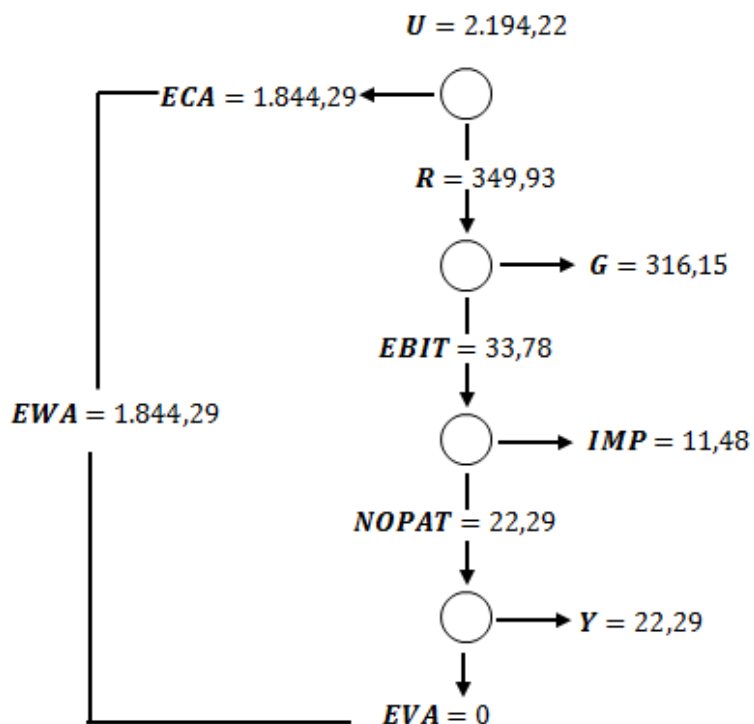


Figura 20 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 5% dos custos operacionais.

- Redução de 10% dos custos operacionais:

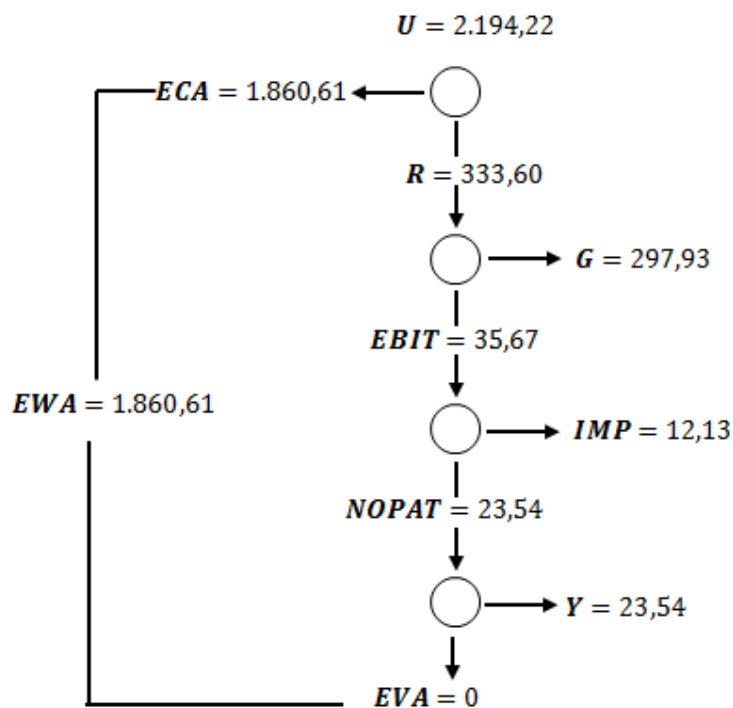


Figura 21 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 10% dos custos operacionais.

- Redução de 15% dos custos operacionais:

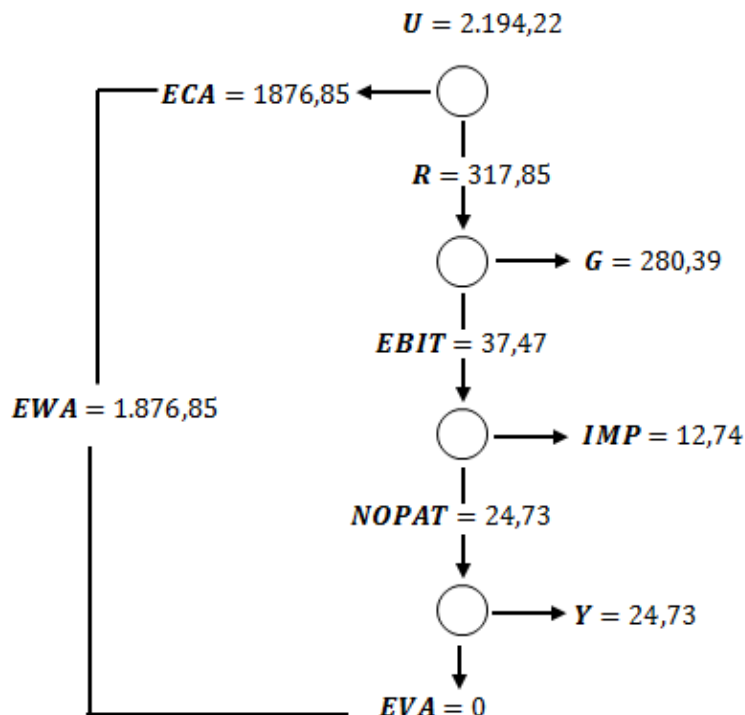


Figura 22 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 15% dos custos operacionais.

- Redução de 20% dos custos operacionais:

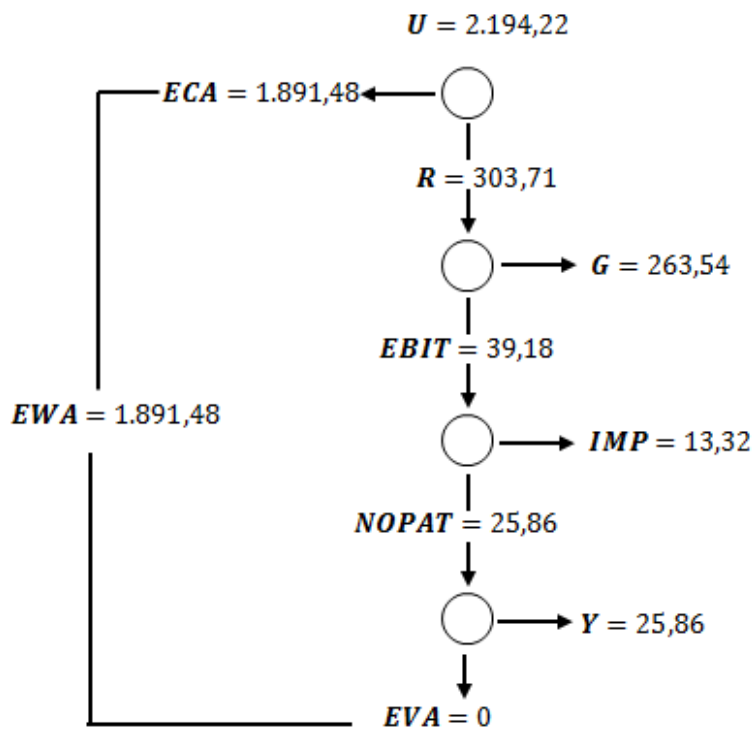


Figura 23 - Fluxograma do modelo econômico do mercado elétrico agrupado, com redução de 20% dos custos operacionais.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros econômicos do mercado considerando as empresas individuais e com agrupamento das concessionárias otimizadas. As Tabelas 5 e 6 apresentam os parâmetros econômicos do mercado agregado sem revisão tarifária e com redução de custos (cenário 1) e com revisão tarifária e com redução de custos (cenário 2), respectivamente.

Tabela 4: Parâmetros econômicos do mercado com agrupamento das concessionárias otimizadas.

Parâmetros	Concessionárias				
	1	2	3	4	Agregadas
T* [R\$/MWh]	208,98	208,98	208,98	208,98	208,98
E* [TWh]	0,349	0,592	0,566	0,243	1,75
B* [MR\$]	63,81	83,55	48,81	57,49	259,11
U* [MR\$]	530,97	650,44	634,59	384,06	2194,2
R* [MR\$]	88,24	108,71	106,01	63,8	366,76
G* [MR\$]	82,08	96,78	98,65	57,49	335
EVA [MR\$]	-1,09	1,11	0,91	-0,93	0
EWA [MR\$]	441,63	542,84	529,49	319,33	1827,46
ECA [MR\$]	442,72	541,73	528,58	320,26	1827,46

Tabela 5: Parâmetros econômicos do mercado agregado sem revisão tarifária (cenário 1) e com redução de custos operacionais.

Parâmetros	Custos Operacionais				
	100%	95%	90%	85%	80%
T* [R\$/MWh]	208,98	208,98	208,98	208,98	208,98
E* [TWh]	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
U* [MR\$]	2194,2	2194,2	2194,2	2194,2	2194,2
R* [MR\$]	366,76	366,76	366,76	366,76	366,76
G* [MR\$]	335,00	320,82	306,65	281,76	278,29
EVA [MR\$]	0	9,36	18,72	28,08	37,43
EWA [MR\$]	1827,46	1836,82	1846,18	1855,54	1864,89
ECA [MR\$]	1827,46	1827,46	1827,46	1827,46	1827,46

Tabela 6: Parâmetros econômicos do mercado agregado com revisão tarifária (**cenário 2**) e com redução de custos operacionais.

Parâmetros	Custos Operacionais				
	100%	95%	90%	85%	80%
T* [R\$/MWh]	208,98	199,39	190,09	181,11	172,49
E* [TWh]	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
U* [MR\$]	2194,2	2194,2	2194,2	2194,2	2194,2
R* [MR\$]	366,76	349,93	333,69	317,85	302,71
G* [MR\$]	335,00	320,82	306,65	281,76	278,29
EVA [MR\$]	0	0	0	0	0
EWA [MR\$]	1827,46	1844,29	1860,61	1876,35	1891,48
ECA [MR\$]	1827,46	1844,29	1860,61	1876,35	1891,48

Diante dos resultados dos fluxogramas dos modelos econômicos do mercado elétrico foram realizadas análises comparativas entre os cenários estudados.

Analisando a Figura 24 é possível verificar que há um aumento do bem-estar socioeconômico criado pela redução dos custos operacionais, já que existe um aumento do valor adicionado à empresa quando não há a revisão tarifária no momento do agrupamento.

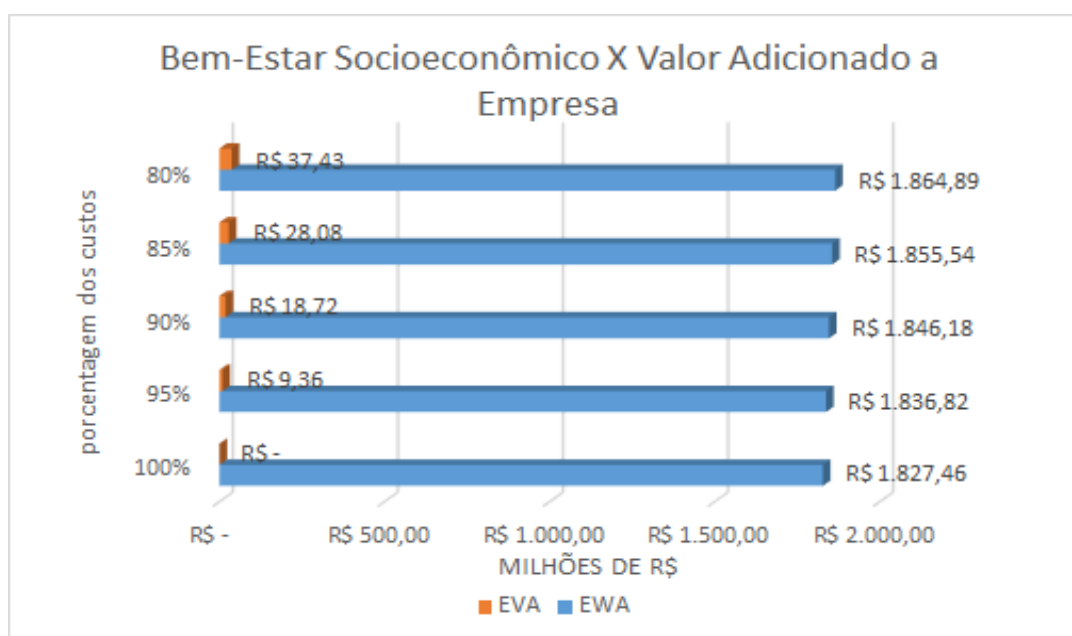


Figura 24 - Gráfico relacionando o valor adicionado à empresa com o valor socioeconômico gerado.

Na Figura 25, fazendo-se uma análise do EWA com e sem a revisão tarifária no momento do agrupamento, vê-se que o bem-estar socioeconômico é maior quando ocorre a

revisão tarifária e consequente redução na tarifa, sendo que neste caso, a empresa fica com valor adicionado nulo (equilíbrio econômico-financeiro).

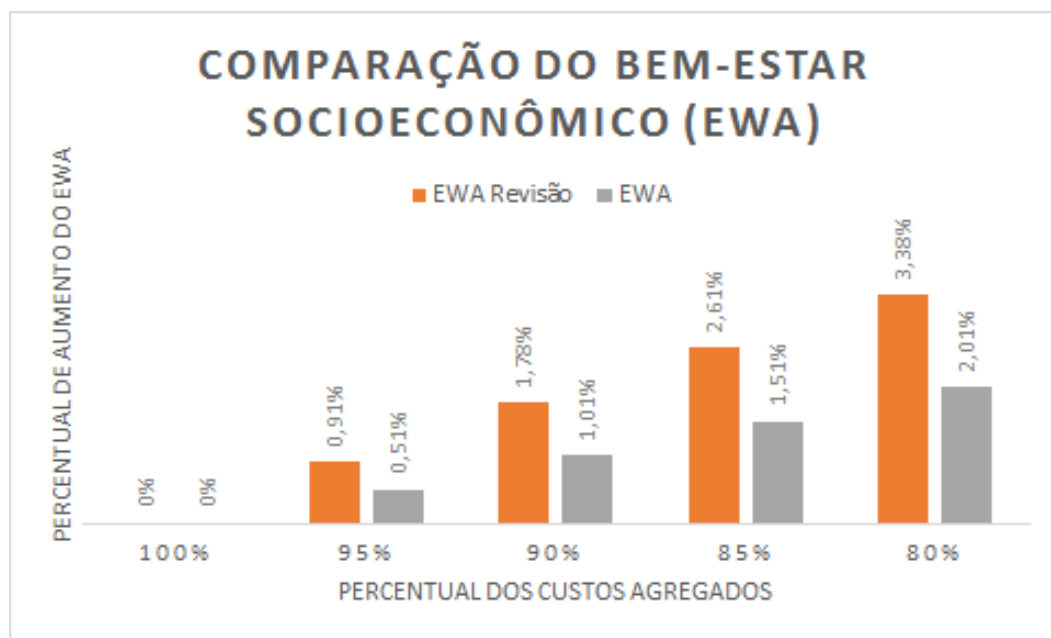


Figura 25 - Gráfico do aumento percentual do valor socioeconômico com e sem a revisão tarifária no momento do agrupamento.

Observando a Figura 26, pode-se dizer que a redução dos custos não ocasiona um aumento significativo no EWA se comparado ao impacto percentual que tem na tarifa. Pode-se verificar que, com uma diminuição de 20% dos custos operacionais tem-se um aumento do EWA de 3,385% enquanto que a redução tarifária é de 21,155%. A redução dos custos operacionais é diretamente proporcional à redução da tarifa, como pode ser visto na Figura 26.

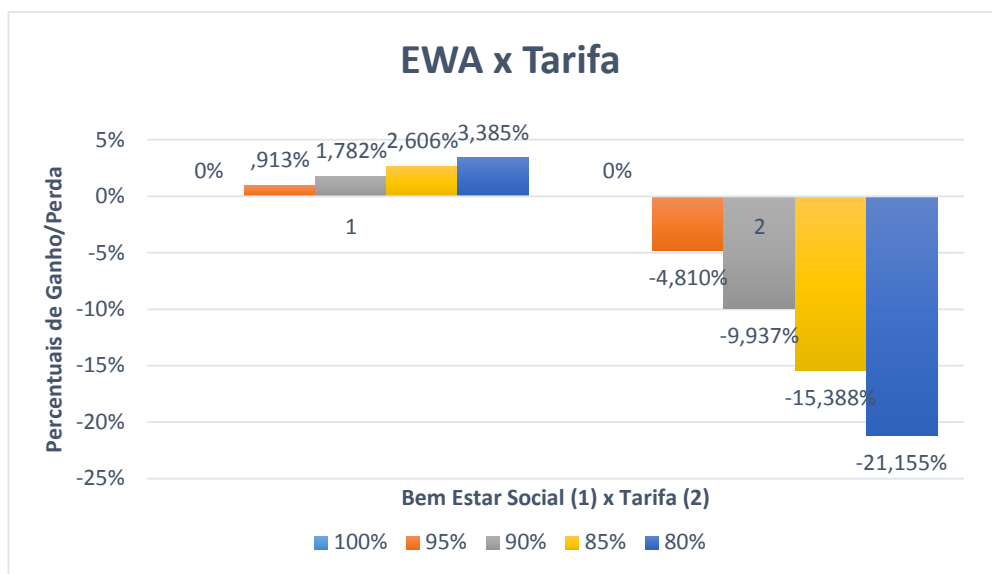


Figura 26 - Relação entre o aumento do EWA e a redução da tarifa, ambos advindos da redução dos custos operacionais.

No que diz respeito à tarifa, a redução é sempre bem recebida pelos consumidores, dado que a ela é atrelado o aumento da percepção do bem-estar, ou a redução do mesmo quando a energia fica muito onerosa.

Observando a Figura 27, fica evidente que a relação tarifa e custo é diretamente proporcional, quando tem aumento nos custos há aumento das tarifas, e quando há redução dos custos há redução das tarifas.

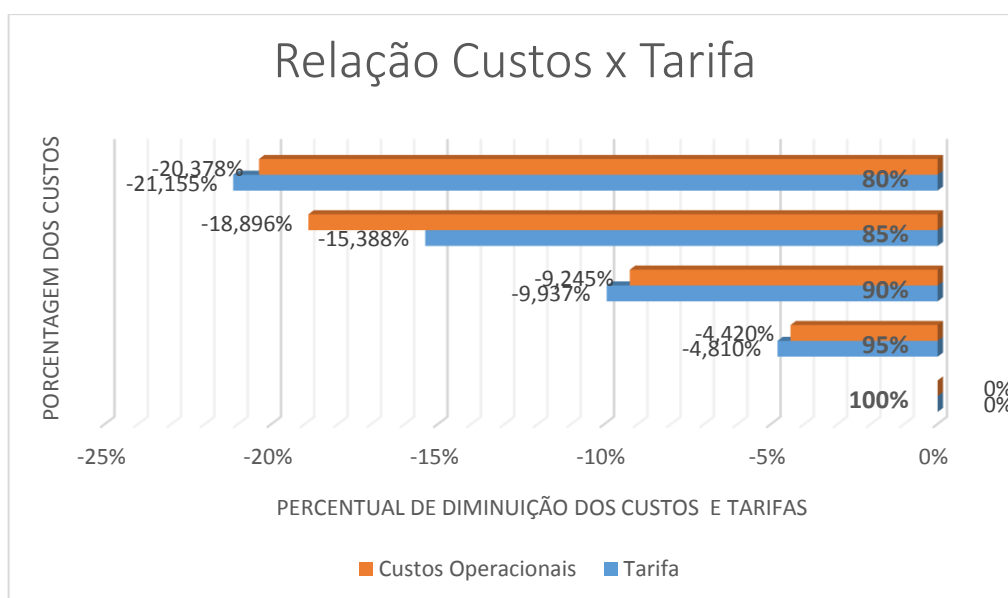


Figura 27 - Gráfico da relação entre a diminuição dos custos e a diminuição das tarifas.

Ainda em relação às tarifas, na Figura 28, pode-se entender que nem todos os consumidores ficarão satisfeitos e sentirão o aumento do bem estar socioeconômico pois, podem estar em uma das áreas de concessão onde a tarifa do agrupamento mesmo com a redução de custos será maior do que a tarifa a que ele estava habituado.

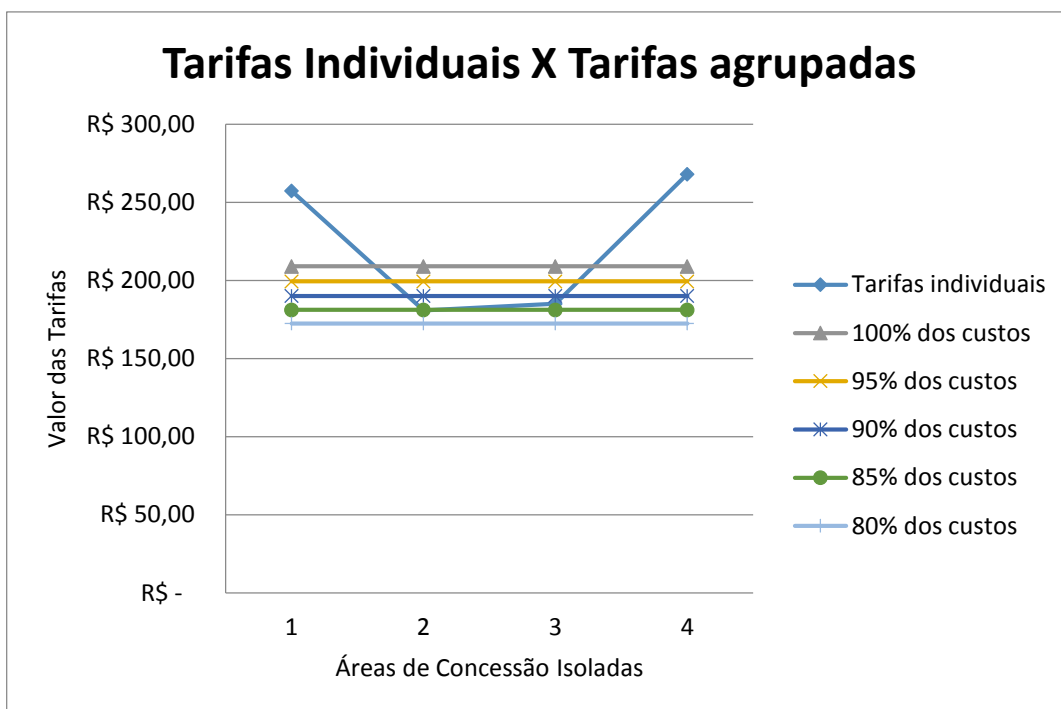


Figura 28 - Gráfico da relação entre as tarifas de cada área de concessão e as tarifas agrupadas sujeitas a variação dos custos

6. CONCLUSÕES

6.1 Conclusões Gerais

O valor do custo e da tarifa causam impacto em toda a dinâmica do mercado elétrico regulado, sendo fatores determinantes para o sucesso ou fracasso das concessionárias em geral. Pode-se dizer, com base nas análises realizadas para os dados do estudo de caso investigado, que o agrupamento das áreas de concessão tenderia a ser bem visto tanto pelos consumidores e concessionárias quanto pela ANEEL, que asseguraria um serviço que atende ao pensamento de racionalidade operacional e financeira e mantendo o conceito de maximização do bem-estar socioeconômico e modicidade tarifária.

Fica evidente, também, que o melhor cenário para a ANEEL seria o cenário 2, pois mesmo que no cenário 1 ocorra um aumento do bem-estar socioeconômico, no cenário 2 esse aumento é ainda maior, o que faz todo o sentido já que o objetivo da regulação é gerar o maior bem estar para a sociedade (concessionárias + consumidores) e, se o bem estar só aumenta para um dos lados, não é possível o bem-estar ser máximo.

Do ponto de vista das concessionárias, seria interessante que a revisão ocorresse no ano 2 após a agregação pois, conseguiriam assim, agregar valor à nova concessionária e se preparar para a revisão tarifária, e quem sabe até poder investir parte desse valor adicionado para que a redução dos custos fosse ainda maior. É importante salientar que, como as concessionárias individuais têm características distintas, ou seja, cada uma apresenta a melhor tarifa para seu grupo de consumidores, o agrupamento pode oferecer tarifas maiores para uma parte dos novos consumidores e menores para outra parte. A redução dos custos diminui a diferença de tarifas ou até mesmo torna a tarifa agrupada menor que a menor tarifa individual, o que seria um ambiente otimizado (equilibrado) para todos os agentes no mercado do setor elétrico.

As concessionárias de distribuição são responsáveis por cerca de 20% dos custos que envolvem o cálculo da tarifa, isso corresponde à menor parcela, e foi exatamente dentro desses custos que foram simuladas reduções. Conforme foi mostrado no estudo de casos, essas pequenas reduções causaram impacto considerável na dinâmica do mercado elétrico simulado. Torna-se evidente que a tarifa é uma componente do mercado muito sensível a variações de custos.

6.2 Proposta para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros seria interessante avaliar as concessões com valor de avidez e saciedade variáveis com as mudanças de tarifação, pois dessa forma tem-se uma melhor análise da reação dos consumidores diante das mudanças na tarifa.

Realizar o agrupamento de maneira que possa ser avaliado o pior cenário e o melhor cenário entre as 4 concessionárias e depois sim, fazer a unificação das 4. E pensando ainda nas possíveis reduções dos custos e dependendo do valor atingido pela tarifa, propor alternativas para que os consumidores cujas tarifas são menores sem a agregação possam atravessar o período de transição sem grandes reclamações e que seja da maneira mais suave possível.

Outro ponto importante é avaliar a qualidade e o investimento na mesma para cenários agrupados e como poderá melhorar a qualidade de determinada área, se esta, antes da agregação não estivesse dentro dos padrões da ANEEL, ou mesmo que fosse apenas inferior às demais áreas agrupadas. Verificar se a Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016 [29] propõe diretrizes factíveis para o agrupamento e, caso seja necessário, propor mudanças e um novo modelo para realizar o agrupamento levando em consideração os aspectos supracitados.

6.3 Artigo Submetido

L. S. B. Maciel, B. D. Bonatto, H. Arango. “**Avaliação do Comportamento Tarifário no Cenário de Unificação de Áreas de Concessão Utilizando o Modelo TAROT**”. CBPE 2016 – X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético: Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos, Gramado-RS, 26 a 28 de setembro de 2016.

APÊNDICE – Definição dos parâmetros do modelo

A elasticidade é definida por (1).

$$\varepsilon = -\frac{T}{E} \times \frac{\partial E}{\partial T} = -\frac{T}{E} \times \frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{a-T}{b} \right) = -\frac{T}{E} \times \frac{-1}{b} = \frac{T}{b \cdot E} \quad (1)$$

A receita é definida por (2).

$$R = T \times E \quad (2)$$

A receita marginal é definida por (3).

$$RM = UM = \frac{\partial U}{\partial E} = \frac{\partial}{\partial E} \left(a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \right) = a - b \cdot E \quad (3)$$

Quando a tarifa (T) é definida de forma exógena, ou seja, por um agente que não seja o produtor ou o consumidor, a receita marginal é definida conforme (4).

$$RM = T = a - b \cdot E \quad (4)$$

Substituindo (4) em (1), tem-se a primeira equação para cálculo da avidez e saciedade definida por (5).

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \frac{T}{b \cdot E} = \frac{a - b \cdot E}{b \cdot E} \\ b \cdot E \cdot \varepsilon &= a - b \cdot E \\ a - b \cdot E - b \cdot E \cdot \varepsilon &= 0 \\ a - b \cdot E \cdot (1 + \varepsilon) &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

A partir da definição de energia, obtêm-se a segunda equação para o cálculo avidez e saciedade definida por (6).

$$\begin{aligned}
 E &= \frac{a - T}{b} \\
 b \cdot E &= a - T \\
 a - T - b \cdot E &= 0
 \end{aligned} \tag{6}$$

De (5) e (6) tem-se um sistema de duas equações e duas incógnitas para calcular a avidez e saciedade:

$$\begin{cases}
 a - b \cdot E \cdot (1 + \varepsilon) = 0 \\
 a - T - b \cdot E = 0
 \end{cases}$$

Isolando a avidez em (5) tem-se (7).

$$a = b \cdot E \cdot (1 + \varepsilon) \tag{7}$$

Substituindo (7) em (6), tem-se a equação para obtenção da saciedade (b) definida pela equação (8).

$$\begin{aligned}
 b \cdot E \cdot (1 + \varepsilon) - T - b \cdot E &= 0 \\
 T &= b \cdot E \cdot \varepsilon \\
 b &= \frac{T}{\varepsilon \cdot E}
 \end{aligned} \tag{8}$$

Substituindo (8) em (7), tem-se a equação para obtenção da avidez (a) definida pela equação (9).

$$\begin{aligned}
 a &= \frac{T}{E \cdot \varepsilon} \cdot E \cdot (1 + \varepsilon) \\
 a &= \frac{T}{\varepsilon} + T \\
 a &= T \cdot \left(1 + \frac{1}{\varepsilon}\right)
 \end{aligned} \tag{9}$$

Sendo a tarifa igual ao custo unitário, as equações para obtenção dos parâmetros de avidez (a), saciedade (b) e custo unitário (c) podem ser expressas conforme (10), (11) e (12).

$$a = c \cdot \left(1 + \frac{1}{\varepsilon}\right) \tag{10}$$

$$b = \frac{c}{\varepsilon \cdot E} \quad (11)$$

$$c = \frac{R}{E} \quad (12)$$

Sendo a tarifa igual ao custo unitário otimizado, as equações para obtenção dos parâmetros de avidez (a^*), saciedade (b^*) e custo unitário (c^*) podem ser expressas conforme (13), (14) e (15).

$$a^* = c^* \cdot \left(1 + \frac{1}{\varepsilon}\right) \quad (13)$$

$$b^* = \frac{c^*}{\varepsilon \cdot E} \quad (14)$$

$$c^* = \frac{R}{E} \quad (15)$$

Dentro da função de custo (G) existem os parâmetros e (fator de custos operacionais), p (fator de perdas) e d (fator de depreciação).

Para o cálculo de e :

$$e = \frac{C_0(\text{custos operacionais})}{E(\text{energia})} \quad (16)$$

Para o cálculo de p :

$$p = \frac{C_p(\text{Custo da energia perdida}) \cdot B(\text{investimento})}{E_p^2(\text{quantidade de energia perdida})} \quad (17)$$

O fator de depreciação, ou taxa de depreciação, d é determinado pela ANEEL e cada concessionária possui um valor específico, pode ser que duas ou mais concessionárias tenham o mesmo valor de d , mas isso não quer dizer que seja um valor único para todas as concessionárias. Esse valor pode ser encontrado no site da ANEEL, mais especificamente nas notas técnicas das revisões tarifárias (periódicas ou anuais). A Figura A.1 mostra onde pode ser encontrado o valor de d .

TABELA 6 – PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO ERD (RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 414/2010). - CPFL Sul Paulista

SUBGRUPO TARIFÁRIO	B1	B2-RURAL	B2-IRRIGANTE	B3	A4	A3a	A2
K	174,41	122,13	104,57	174,41	238,91	238,91	1,53
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	4,57	3,20	2,74	4,57	6,26	6,26	0,04
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	11,36%						
CARGA TRIBUTÁRIA (%)	34,00%						
PARCELA B REVISÃO (R\$)	37.173.179,34						
TAXA DE DEPRECIAÇÃO - D (%)	3,78%						
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)	22.915.196,83						

Figura A.1 - Ilustração da tabela de reajuste tarifário anual encontrada no site da ANEEL.

REFERÊNCIAS

- [1] Jamasb T, Pollitt M.” International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities”. Elsevier, Volume 31, Dezembro de 2003, pag. 1609-1622.
- [2] Gildorf, K.” Vertical Integration Efficiencies and Electric Utilities:A Cost Complementarity Perspective”. Elsevier- The Quarterly Review of Economics and Finance, Vol. 34, No. 3, Fall, 1994, pag. 261-282.
- [3] Ogaki, M. “Aggregation under complete markets”. Elsevir- Review of Economic Dynamics No. 6, 2003 pag. 977–986.
- [4] DIEESE – Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos “Comportamento das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil”, Nota Técnica 147, agosto de 2015. Disponível em: <<http://www.dieese.org.br/notatecnica/2015/notaTec147eletricidade.pdf>>. Acesso em: 01/10/2015.
- [5] BRASIL, “Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995”. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm>. Acesso em: 01/10/2015.
- [6] H. Arango, J. P. G. de Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan & M. R. Gouvêa, “A Model for Electricity Markets: The impact of Regulation on Value,” The International Conference on the European Electricity Market, Lisbon - Portugal, May 28-30, 2008.
- [7] GASTALDO, M. M. “Capítulo 1: Direito em Engenharia Elétrica: Histórico da Regulamentação do Setor elétrico Brasileiro”. O Setor Elétrico, Edição 36, janeiro de 2009, pp. 36-42. Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/ose/assets/2c688ee8/ed.36_fasciculo_capitulo_1_direito_em_energia_eletrica.pdf>. Acesso em: 01/10/2015.
- [8] BNDES. BNDES, 40 anos: um agente de mudanças. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 1992.
- [9] MALAGUTI. G. A. “Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais” Texto para Discussão. Universidade Federal Fluminense, Dezembro de 2009. Disponível em: <http://www.uff.br/econ/download/tds/UFF_TD254.pdf>. Acesso em: 01/10/2015.

- [10] McDONALD C.; BAER. W. “Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica”.Planejamento e Políticas Públicas. N°16. Dezembro de 1997. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/ppp/index.php/PPP/article/viewFile/113/115> >. Acesso em: 01/10/2015.
- [11] BRASIL, “Constituição Federativa do Brasil de 1988”. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>. Acesso em: 01/10/2015.
- [12] ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica. Contratos de Concessão/Permissão. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8876&id_area=90>. Acesso em: 01/10/2015.
- [13] BRASIL, “Decreto N° 8461 , 2 de junho de 2015”. Prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8461.htm> Acesso em: 20/01/2016.
- [14] ANEEL. AUDIÊNCIA PÚBLICA N° 38/2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8876&id_area=90>. Acesso em: 24/10/2015.
- [15] ARSESP - Agencia Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/energia-eletrica/informacoes-tecnicas.aspx>> Acesso em: 20/01/2016.
- [16] BRASIL, “LEI N° 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995”. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 04/02/2016.
- [17] ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Tarifas de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 24/10/2015.
- [18] ANEEL. “Entendendo a Tarifa”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 07/06/2016.
- [19] H. Arango, J. P. G. de Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan e M. R. Gouvêa, “O Impacto Econômico da Qualidade de Energia e sua Regulação

- Ótima,” VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Poços de Caldas – MG, Brasil, 17 a 20 de agosto de 2008.
- [20] R. G. de Abreu, T. S. de Carvalho, H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, “Reflexões sobre o “Fator X””, XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda-PE, 06 a 10 de Outubro de 2008.
- [21] Arango, H.; Abreu, J.P.G.; Bonatto, B.D.; Tahan, C.M.V.; Kagan, N; Gouvêa, M.R., “Inserindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico”, VII CBQEE, Santos-SP, Brasil, 2007.
- [22] LUSVARGHI, S. A. S. “Impactos Econômicos da Descontinuidade do Serviço Elétrico Utilizando um Modelo de Mercado”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá, 2010.
- [23] JEHLE, G. A.; RENY, P. J. “Advanced Microeconomic Theory”. 2° ed. Addison Wesley – Longman, 2000.
- [24] L. Friedman, The Microeconomics of Public Policy Analysis, Princeton University Press, 2002.
- [25] Arango, H. Curso sobre Economia: Curso Introdutório. Notas de Aula, UNIFEI, 2016.
- [26] EL HAGE, S. F., DELGADO, P. A. M., “Regulação técnica em monopólios naturais-Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica”. Ed. Synergia, Rio de Janeiro 2015.
- [27] VON NEUMANN, J. and O. MORGENSTERN. “Theory of Games and Economic Behavior”. Princeton University Press, 1944.
- [28] ANEEL, ”Nota Técnica N° 267/2015 -SRM/SGT/SRD/ANEEL”, 02 de Dezembro de 2015.
- [29] ANEEL, "Resolução Normativa N° 716/2016", 03 de Maio de 2016.