

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**REGULAÇÃO TARIFÁRIA: APLICAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO
TAROT PARA OTIMIZAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
PRATICADA NO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

BERNALIZE DO ROSÁRIO VILA NOVA

Março de 2022

Itajubá – MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA

BERNALIZE DO ROSÁRIO VILA NOVA

**REGULAÇÃO TARIFÁRIA: APLICAÇÃO DO MODELO ECONÔMICO
TAROT PARA OTIMIZAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
PRATICADA NO SETOR ELÉTRICO DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

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. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Março de 2022

Itajubá – MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá

Bibliotecário: Geraldo Carlos da Silva – CRB6/1653

V696r Vila Nova, Bernalize do Rosário.

Regulação tarifária: aplicação do modelo econômico Tarot para otimização da tarifa de energia elétrica praticada no setor elétrico de São Tomé e Príncipe / Bernalize do Rosário Vila Nova -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2022.

99 f. ; 30 cm.

Orientador: José Wanderley Marangon Lima.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Regulação do setor elétrico. 2. Tarifa de energia. 3. Modelo.
4. Modelo econômico de mercado. 5. Energias renováveis. 6. Viabilidade econômica. I. Lima, José Wanderley Marangon, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

CDU: 537.214:336.22

DEDICATÓRIA

*A Deus, pelas suas graças em minha vida.
A minha avó Martinha (em memória)
e ao meu filho, Thiago.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo seu amor e cuidado para comigo, e pelas suas inúmeras graças concedidas em minha vida, pois sem Ele não chegaria até aqui, que essa conquista seja para glorificar o Seu santo nome.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, por me aceitar como sua orientanda, e por ser tão humano e compreensível comigo no momento que mais precisei. Muito obrigada professor, pelos ensinamentos e conhecimentos compartilhados.

A Carolina Cortez, pela paciência, e por disponibilizar o seu tempo para esclarecer as dúvidas que surgiram durante o desenvolvimento do trabalho.

Ao Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto, pela paciência e por prontamente me ajudar sempre que o procurei. Muito obrigada pelos ensinamentos e boas referências, professor.

Aos meus colegas e amigos, Maise Soares, Hiliene Carvalho, Livya Wana Duarte, Jenise Monteiro, Jorge Bassa, Claudio Adriano, pelos conhecimentos compartilhados, noites em claro, e experiências vividas.

Agradeço em especial os meus pais Arlindo Vila Nova e Paula Monte Negro, pelo vosso amor, carinho e apoio incondicional, que têm me fortalecido durante esses anos. Aos meus irmãos Arlindo Vila Nova, Eliane Vila Nova, Celine Diana Vila Nova, e a minha cunhada Ilda Manuela, pelo incentivo e apoio durante esse tempo de formação. Ao meu noivo Feliciano Marcolino, pelo companheirismo, apoio e paciências nas horas de turbulência.

“Esforça-te e tem bom ânimo! Não te apavores nem te espantes, pois, o Senhor, o seu Deus, estará contigo por onde quer que andares”

Josué 1:9

RESUMO

Em um mercado elétrico monopolista, regulação do setor elétrico é fundamental para evitar o superinvestimento que não confere com a qualidade do serviço prestado. Nesse sentido, este trabalho tem por finalidade avaliar a estrutura do setor elétrico e do sistema tarifário de São Tomé e Príncipe (STP), e propor uma metodologia mais eficiente de cálculo tarifário através do modelo econômico de mercado, TAROT (Tarifa Otimizada), para a determinação de uma tarifa que seja capaz de promover o equilíbrio econômico-financeira da Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), e garantir que os níveis de qualidade de serviço e a demanda por energia elétrica sejam atendidos, isso, sem deixar de considerar a capacidade de pagamento em função da renda dos consumidores. Além disso, analisou-se o impacto do aumento tarifário para famílias de baixa renda e para a EMAE, sendo necessário criar políticas tarifárias que possibilite a inclusão dessas famílias no sistema elétrico da EMAE. Nesse sentido, a tarifa deve ser aumentada gradativamente, e é fundamental que além dela refletir os custos operacionais da empresa, também garanta que a população de baixa renda tenha acesso a eletricidade a preços mais acessíveis. Por fim, realizou-se uma análise de investimento em fontes de energias como alternativas viáveis para complementar o sistema de geração de eletricidade atual (termoelétrica a diesel) em São Tomé e Príncipe. Para isso, foram utilizados os indicadores de análise de viabilidade econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa mínima de Atratividade (TMA) e o *Payback* descontado. Constatou-se que a inserção de fontes alternativas de energia na matriz energética em conjunto com os programas de Eficiência Energética, além de contribuir para melhoria de eficiência e segurança na geração, também reduziriam de forma significativa os custos operacionais que a empresa tem com a importação do diesel para gerar eletricidade, além de promover o aumento da competição no mercado elétrico.

Palavra-chave: Regulação do setor elétrico, Tarifa de energia, Modelo econômico de mercado, Energias renováveis, Viabilidade econômica.

ABSTRACT

In a monopolistic electricity market, regulation of the electricity sector is essential to avoid overinvestment that does not match the quality of service provided. In this sense, this work aims to evaluate the structure of the electricity sector and the tariff system of São Tomé and Príncipe (STP), and to propose a more efficient methodology of tariff calculation through the economic market model, TAROT (Optimized Tariff), for the determination of a tariff that is capable of promoting the economic and financial balance of the Water and Electricity Company (WEC), and to ensure that the levels of quality of service and the demand for electricity are met, while considering the ability to pay according to the income of consumers. In addition, the impact of the tariff increases on low-income families and WEC was analyzed. It is necessary to create tariff policies that enable the inclusion of these families in the WEC electrical system. In this sense, the tariff should be increased gradually, and it is essential that in addition to it I reflected the operational costs of the company, also ensures that the low-income population has access to electricity at more affordable prices. Finally, an analysis of investment in energy sources was carried out as viable alternatives to complement the current electricity generation system (diesel thermoelectric) in São Tomé and Príncipe. For this, we used the indicators of economic viability analysis: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Minimum Attractiveness Rate (MAR) and discounted Payback. It was found that the insertion of alternative energy sources in the energy matrix together with Energy Efficiency, in addition to contributing to improve efficiency and safety in generation, would also significantly reduce the operational costs that the company has with the import of diesel to generate electricity, in addition to promoting increased competition in the electric market.

Keyword: *Regulation of the electricity sector, Energy tariff, Economic market model, Renewable energies, Economic viability.*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Justificativa	16
1.2. Objetivos.....	17
1.2.1. Gerais.....	17
1.2.2. Específicos.....	17
1.3. Estrutura Da Dissertação	17
2. ASPECTOS CONCEITUAIS DA REGULAÇÃO.....	19
2.1. Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Retorno	20
2.2. Regulação por Preço Teto ou Regulação por Limite de Receita	20
2.3. Regulação Mediante Concorrência Referencial – <i>Yardstick Competition</i>	22
2.4. Regulação por Repartição de Lucros (<i>Earning and Sharing Regulation</i>)	23
2.5. Modelo regulatória baseado no desempenho da RIIO.....	23
2.6. Procedimentos Regulatórios Adotados para Determinação das Componentes da Tarifa de Distribuição	24
3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	28
3.1. França.....	28
3.1.1. Estrutura do Setor Elétrico	28
3.1.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação da tarifa.....	29
3.1.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	30
3.2. REINO UNIDO	32
3.2.1. Estrutura do Setor Elétrico	32
3.2.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa.....	34
3.2.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	37
3.3. CHINA.....	37
3.3.1. Estrutura do Setor Elétrico	37
3.3.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa.....	39
3.3.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	42
3.4. África Do Sul	42
3.4.1. Estrutura do Setor Elétrico	42
3.4.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa.....	43
3.4.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	45
3.5. Brasil.....	46
3.5.1. Estrutura do Setor Elétrico	46

3.5.2.	Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa.....	48
3.5.3.	Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	49
3.6.	Setor Elétrico De São Tomé E Príncipe.....	51
3.6.2.	Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa.....	54
3.6.3.	Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas	57
4.	MODELO TAROT (Tarifa Otimizada)	59
4.1.	A Otimização do Capital Investido.....	63
4.2.	Indicadores de Análise de Viabilidade Econômica de Projetos.....	65
5.	MODELAGEM E APLICAÇÃO DO MODELO TAROT	66
5.1.	Considerações iniciais.....	66
5.2.	Cálculo dos parâmetros determinísticos do modelo TAROT	66
5.3.	Análise dos Resultados	69
5.4.	Impacto do aumento da tarifa para a população de baixa renda.....	73
6.	POSSÍVEIS SOLUÇÕES: FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....	78
6.1.	Energia Renovável em São Tomé e Príncipe.....	79
6.2.	Alternativas de produção de energia como forma de redução de custos operacionais com a geração a partir de combustíveis fósseis	84
7.	CONCLUSÃO	88
	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	90
	REFERÊNCIAS	91
	APÊNDICE A – Exemplo de tela de simulação do TAROT com os dados originais e otimizados (sucessivamente) da EMAE.	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Mecanismo de Formação de Preço de eletricidade na China	40
Figura 3.2 – Mecanismo de Formação de Preço de eletricidade na África do Sul	43
Figura 3.3 – Matriz elétrica de STP. Fonte: Baseado do Relatório da EMAE	52
Figura 3.4 – Consumo de energia por fonte	52
Figura 3.5 – Consumo de Energia por Setor	53
Figura 3.6 – Comparativo das tarifas residenciais no mundo. (US\$/MWh)	55
Figura 4.1 – Diagrama de fluxos econômicos do modelo TAROT	58
Figura 4.2 – Diagrama do modelo TAROT com as respectivas equações	62
Figura 5.1 – Simulação do TAROT para os dados originais da empresa	70
Figura 5.2 – Fluxograma financeiro do TAROT para a EMAE em um cenário de equilíbrio financeiro	71
Figura 5.3 – Acesso a eletricidade	73
Figura 6.1 – Irradiação média diária no plano horizontal em STP	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Evolução das tarifas de eletricidade em STP	54
Tabela 3.2 – Países com a estrutura do setor elétrico verticalizado versus desverticalizada	57
Tabela 5.1 – Dados financeiros da EMAE	66
Tabela 5.2 – Dados de entrada para a modelagem	68
Tabela 5.3 – Resultados dos parâmetros de entrada do TAROT	69
Tabela 6.1 – Sistemas de Microgeração distribuída de Energia Solar Fotovoltaica em STP	81
Tabela 6.2 – Componentes do sistema fotovoltaico	85
Tabela 6.3 – Características do projeto de PCH	85
Tabela 6.4 – Estimativa do Payback descontado	86
Tabela 6.5 – Resultados dos indicadores da análise de viabilidade econômica	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

AIP	<i>Annual Interaction Process</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAPM	<i>Capital Asset Price Model</i>
DGRNE	Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia
EMAE	Empresa de Água e Eletricidade
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
ECA	<i>Economic Consumers Added</i>
EE	Eficiência Energética
ENCO	Empresa Nacional de Combustíveis e Óleos
ER	Energia Renovável
EVA	<i>Economic Value Added</i>
GOVEX	<i>Government Expenditure</i>
GEEs	Gases de Efeito Estufa
FGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
ROI	<i>Return over Investments</i>
ROR	<i>Rate of Return</i>
RPI-X	<i>Retail Price Index Minus X</i>
STD	Dobras
STP	São Tomé e Príncipe
TAROT	Tarifa Otimizada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

1. INTRODUÇÃO

A busca por um modelo de regulação tarifária que promova a sustentabilidade do setor elétrico e que seja capaz de maximizar o bem-estar social é um desafio recorrente para todos os agentes reguladores em todos os países.

Até a década de 80, a indústria de energia elétrica em diversos países eram monopólio verticalmente integrado, onde somente uma empresa, geralmente estatal, era responsável por realizar todas as atividades do setor elétrico, desde a produção até a comercialização de energia.

O modelo regulatório adotado na época era baseado na regulação por custo de serviço, em que o regulador garante a taxa de retorno para as empresas e todos os custos e os riscos são repassados para os consumidores. Questões relacionadas à racionalização dos custos, melhoria de eficiência do setor ou modicidade tarifária não eram consideradas na regulação de distribuição de energia [1].

Preocupados com a falta de produtividade e ineficiência das empresas, o Reino Unido foi o primeiro país a estabelecer um modelo competitivo para a atividade de geração no setor elétrico, bem como o processo de desverticalização no setor. O pioneiro a migrar do modelo de regulação por custo de serviço para outro modelo regulatório, o preço teto, regulação por incentivos que buscam a eficiência produtiva [2,3]. Diversos países no mundo adotaram essa mesma regulação, e implementaram importantes reformas estruturais e regulatórias para atrair capitais privados e promover a concorrência e eficiência no setor elétrico.

Atualmente, vários países possuem uma estrutura do setor desverticalizado. Alguns iniciaram o processo de liberalização do setor elétrico, porém, devido as crises energéticas e falta de planejamento e gestão, acabaram voltando ao monopólio, tendo como o exemplo, a China, África do Sul e a Coréia do Sul [1]. E é também o caso de São Tomé e Príncipe (STP), onde o Estado detém o controle sobre todo o setor elétrico e suas atividades, da geração à comercialização de eletricidade.

Em um mercado monopolista, as empresas tendem a aumentar a tarifa como forma de maximizar o seu lucro, e por isso a necessidade de regulação tarifária para evitar o superinvestimento por parte das empresas, garantir a rentabilidade dos investidores e o bem-estar social [4]. A regulação tarifária busca reduzir a tendência à ineficiência dos monopólios naturais.

Nesse sentido, a compreensão da cobrança da tarifa é importante para a contratação da demanda no sistema de comercialização de energias elétrica. Para isso, a escolha de um modelo tarifário que estimule a eficiência das empresas e beneficie os consumidores é fundamental.

Conforme [5], no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem trabalhado no aperfeiçoamento no modelo de gestão baseado no valor, operando com reajustes anuais de tarifas e revisões tarifárias periódicas (4-5 anos), para evitar que as concessionárias acumulem ganhos excessivos e repassem parte destes custos aos consumidores.

Todavia, diante da atual transição energética mundial, motivada pelas melhorias ambientais, a crescente anuência pela geração de energias mais limpas a partir de fontes renováveis, geração distribuída, e o advento de *smart grids* e veículos elétricos, é necessário o desenvolvimento de estudos de modelos econômicos que sejam capazes de preparar os agentes do setor elétrico para os impactos consequentes das incertezas e riscos inerentes ao novo cenário previsto para a indústria de energia elétrica.

Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo, avaliar a estrutura do setor elétrico e do sistema tarifário de São Tomé e Príncipe, e propor uma metodologia mais eficiente de cálculo tarifário baseado no modelo TAROT (Tarifa Otimizada), para a determinação de uma tarifa justa, que seja capaz de estimular a eficiência do setor, e garantir a rentabilidade da empresa, assim como os benefícios aos consumidores. Tudo isso, levando em consideração a capacidade de pagamento em função da renda dos consumidores.

O modelo econômico TAROT foi proposto em [6] como um modelo de mercado que explica de forma transparente as análises dos procedimentos regulatórios e os seus impactos sobre a criação de valor. Esse modelo além de expressar de forma simples os fluxos econômicos de uma empresa concessionária, contempla todos os agentes do mercado. Para mais, no modelo TAROT, também é possível analisar o benefício ou valor econômico agregado para a sociedade *EWA* [6,7,8].

1.1. Justificativa

A estrutura do setor elétrico de STP continua verticalizado, com a liberalização para concorrência somente no segmento de geração. A atual situação do setor, é caracterizada por um desequilíbrio financeiro, e há necessidade de reestruturação do setor e da estrutura tarifária praticada.

O funcionamento da Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), a única empresa de eletricidade em STP, é considerado deficitário, pois, só o custo com o combustível para a produção energia representa mais de 115% dos produtos totais da empresa. Fora isso, as tarifas aplicadas são muito baixas e não são capazes de cobrir os custos operacionais, acarretando dessa forma a insustentabilidade da empresa.

A dependência do diesel importado para geração de energia contribui significativamente para o déficit e a ineficiência da EMAE. As perdas na transmissão e distribuição de eletricidade são elevadas (cerca de 32,9%, consequência de infraestruturas de redes obsoletas, fraudes e roubo de energia), apenas 67% da energia injetado na rede é faturado e 89% da energia faturada é recuperada [9].

O setor elétrico é caracterizado pela deficiência de qualidade de energia, prestação de serviço de baixa qualidade, ineficiência nas centrais de produção, recorrentes falhas de energia e demanda reprimida por falta de recurso financeiro [10].

Conforme o relatório da EMAE, a estrutura tarifária dos consumidores residenciais encontra-se congelada desde 2007, quando no mesmo período registrou-se a subida do preço do diesel a uma taxa de 44%, a inflação acumulada atingiu 45% e a depreciação da moeda nacional (Dobra-STD) face ao dólar foi superior a 43% [9].

Portanto, apesar dos investimentos realizados, a estrutura financeira da EMAE é muito desequilibrada e o seu capital próprio é negativo. Diante disso, é evidente a necessidade de uma reforma imediata (tanto do setor elétrico em si, como da estrutura tarifária), que leva em conta os custos de geração, transmissão, distribuição de eletricidade, o preço de combustível, a taxa da inflação e o câmbio, sendo estes indicadores imprescindíveis para assegurar a estabilidade financeira e a produtividade da empresa.

Com isso, segue-se uma análise e proposta de como desenvolver nível tarifário usando o modelo TAROT, que leva em consideração todos os custos operacionais, custo com combustível, transporte de energia e etc., que possa garantir a rentabilidade, a eficiência e principalmente a sustentabilidade da EMAE, e ao mesmo tempo preserve os interesses dos consumidores e o bem-estar da sociedade.

1.2. Objetivos

1.2.1. Gerais

Avaliar a estrutura e o sistema tarifário atual do setor elétrico de STP, e propor uma metodologia mais eficiente de cálculo tarifário utilizando o modelo econômico TAROT, considerando a disposição dos consumidores a pagar por este bem e serviço.

1.2.2. Específicos

- Avaliar o nível tarifário atual do setor elétrico de STP, por meio de análises do relatório da EMAE;
- Determinar um novo nível tarifário com base na otimização de investimentos e minimização de custos, utilizando o modelo de otimização TAROT;
- Analisar os impactos econômicos do novo sistema de tarifação para o setor elétrico e para os consumidores de baixa renda;
- Determinar a viabilidade técnica e econômica de inserção de fontes renováveis de energias como alternativa para redução dos custos operacionais da EMAE principalmente em relação ao diesel.

1.3. Estrutura Da Dissertação

O trabalho está estruturado da seguinte forma: O Capítulo 2 aborda os aspectos conceituais da regulação tarifária, e os mecanismos regulatórios geralmente empregados mundialmente.

O Capítulo 3 apresenta-se uma síntese de experiências internacionais relacionadas a regulação do setor elétrico, modelo regulatório para determinar a tarifa de energia elétrica, e o tratamento regulatório de qualidade de serviço e da perda de energia elétrica.

O Capítulo 4 descreve a proposta de metodologia para determinar a tarifa ótima de energia elétrica através do modelo econômico TAROT (Tarifa Otimizada). São apresentadas as metodologias de cálculos para determinar os parâmetros do TAROT e de otimização dos investimentos da empresa, e dando sequência com uma breve descrição dos indicadores de análise de viabilidade econômica do projeto.

O Capítulo 5 apresenta-se a modelagem e aplicação do modelo TAROT através de um estudo de caso usando os dados financeiros da EMAE. O capítulo mostra os

detalhes do cálculo dos parâmetros do modelo, e os resultados da otimização dos investimentos e da tarifa.

O Capítulo 6 apresentam-se as alternativas de produção de energia como forma de redução de custos operacionais com a geração a partir de combustíveis fósseis, a partir da análise dos recursos de energias renováveis em STP, e dos projetos de energia solar fotovoltaica e PCH executados. No final, tem-se uma análise de viabilidade econômica de implantação de um sistema de microgeração distribuída para complementar o sistema de geração de energia atual de STP.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e as considerações finais referentes à pesquisa desenvolvida.

2. ASPECTOS CONCEITUAIS DA REGULAÇÃO

As medidas de reforma de setor elétrico em diversos países desenvolvidos se deram nas décadas de oitenta e noventa. A reforma teve como principal objetivo, a separação vertical de segmentos competitivos (geração, comercialização) de segmentos em condições de monopólio natural (transmissão e distribuição), introduzir a concorrência no setor elétrico, a fim de incentivar a eficiência, promover a inovação, privatização de concessionárias públicas, e o estabelecimento de um regulador independente [11].

Conforme apresentado em [12], um dos males do monopólio integrado é que todo o risco associado ao investimento e toda ineficiência na operação são repassadas para o consumidor ou para o contribuinte. Ainda de acordo com o autor, o monopólio não tem nenhum incentivo para aumentar a eficiência, por isso é considerado pelos economistas como um modelo ineficiente. Por outro lado, o mercado competitivo incentiva o aumento de eficiência e contribui para a redução de quaisquer lucros excessivos no longo prazo por parte das empresas.

As indústrias de rede de energia elétrica são consideradas como monopólios naturais, e como todo mercado monopolista, a tendência é fixar preços muito altos de energia elétrica quando comparado com a qualidade de serviço prestado. Por isso, a existência de um agente regulador é necessária para determinar o nível tarifário que seja capaz de maximizar o bem-estar social, garantir a sobrevivência da empresa, e assegurar que os investimentos sejam efetuados a fim de melhorar os níveis de qualidade de serviço prestado[1].

De acordo com [1], a tarifa adequada é, aquela que satisfaz as condições de equilíbrio econômico-financeiro da empresa, que além de fornecer sinais adequados aos consumidores para o consumo racional da energia, também atende os princípios de equidade, justiça, estabilidade.

Nesse sentido, o regulador adota diversos métodos e mecanismos regulatórios como forma de incentivar as empresas a melhorarem a sua eficiência por meio da redução de custos, e conseqüentemente redução das tarifas. Alguns mecanismos regulatórios geralmente utilizados, são:

- Regulação baseada no Custo de Serviço (*Cost of Service ou ainda Cost Plus*) ou pela Taxa de Retorno (*Rate of Return*);

- Regulação baseada Preço Teto (*Price Cap*) ou Regulação por Limite de Receita (*Revenue Cap*);
- Regulação baseada em *Yardstick Competition* (ou *benchmarking*, regulação mediante competição referencial);
- Regulação por Participação de Lucros (*Earnings and Sharing Regulation*).

2.1. Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de Retorno

Regulação por Custo de Serviço foi o primeiro mecanismo de regulação a ser utilizado para determinar as tarifas de serviço de eletricidade, onde a concessionária tem permissão para recuperar seus custos e uma taxa de retorno garantida [13]. Os Estados Unidos foi o precursor na aplicação desse modelo [1].

Nesse modelo regulatório o regulador estabelece que as tarifas devem cobrir os custos das operações e os investimentos realizados pela empresa. A determinação da tarifa é realizada com base nas análises de custos do capital e custos de operação e manutenção. Em geral, o foco dessa metodologia é a remuneração de capital investido, e não a promoção de incentivos à eficiência e produtividade da empresa.

Na regulação por custo de serviço é comum ocorrer um fenômeno denominado efeito *Averch-Johnson*, onde as empresas fazem superinvestimento ineficiente e a remuneração desses investimentos é ressarcido na tarifa regulada [1]. Dessa forma, todo o risco recai sobre os consumidores, visto que os custos operacionais e de investimento são refletidos em aumentos de tarifas. Para reduzir tal efeito, o regulador deve auditar e monitorar os investimentos e considerar na base de remuneração somente os investimentos de fato necessários, prudentes e executados.

Para o [14], o regulador pode introduzir incentivos de eficiência à regulação da taxa de retorno, tornando o retorno aceitável sobre o capital condicionado à eficiência.

2.2. Regulação por Preço Teto ou Regulação por Limite de Receita

A regulação por preço teto ou regulação por receita máxima, também conhecidos como “*RPI-X*” (*Retail Price Index Minus X*), são mecanismos regulatórios adotados na regulação denominada *Performance Based Regulation* (Regulação Baseada em Performance ou em Incentivos a Performance) – PBR. Contrário de regulação por custo

de serviço, o modelo preço teto e limite de receita, são modelos de regulação por incentivos, adotados em muitos países no mundo.

Nesse mecanismo de regulação, as empresas recebem incentivos e desincentivos financeiros para serem mais eficientes e alcançarem as metas estabelecidas pelo regulador. O enfoque desse tipo de regulação é a redução de custos, melhoria na qualidade do serviço e uma alocação mais racional de riscos e benefícios, segundo [1]. Empresas podem ser recompensadas ou penalizadas, dependendo do nível de desempenho verificado, ou seja, empresa que operar de forma mais eficiente pode auferir maiores lucros.

O modelo de regulação por preço teto foi desenvolvido pela primeira vez no Reino Unido e passou a ser adotado em muitos países. Conforme explica [13], por ser um modelo completamente separado dos custos e ganhos de produção da empresa, a regulação por preço teto não corre o risco de sofrer o efeito *Averch-Johnson*.

Na regulação por preço teto o risco tende a recair sobre as empresas. Uma das dificuldades do regulador diante desse mecanismo é a assimetria de informação, que em circunstâncias onde o regulador possui conhecimento limitado sobre a capacidade da empresa, esta poderá extrair lucros enormes sobre os consumidores ou acabar no prejuízo [1,3].

A metodologia do modelo preço teto consiste primeiramente no cálculo da tarifa para o ano base do período tarifário, para valores constantes, e passa por um reajuste anual de acordo com os fatores econômicos. O regulador estabelece um preço máximo a ser aplicado pela empresa durante o período tarifário, que em geral varia entre 4 e 5 anos. Com o preço limitado, as empresas aumentam os lucros reduzindo custos ou aumentando as vendas [1].

No entanto, na regulação por limite de receita, é fixado um limite de receita que a empresa pode auferir em um determinado período tarifário. Nesse mecanismo, a empresa pode reduzir os custos e aumentar o lucro limitando a produção ou aumentando o preço [1, 3].

Embora os dois modelos apresentem diversas características em comum, eles são modelos distintos e são aplicados de formas diferentes. Enquanto o modelo de regulação por preço teto é mais adotado quando a empresa opera com custos variáveis, a regulação por limite de receita é mais aplicado pelas empresas que apresentam uma estrutura de custo composta por custos fixos ou custos variáveis insignificantes [1].

Nas literaturas alguns autores defendem a regulação por preço teto em detrimento da regulação por limite de receita, e vice-versa. Para [16], a regulação por preço teto estimula a redução de custo e fornece incentivos à eficiência energética reduzindo as perdas na rede, ou seja, proporciona o gerenciamento do lado da oferta. Entretanto, [3,5,6] opõem-se argumentando que esse tipo de modelo de regulação incentiva o aumento de preços, enquanto que a regulação por limite de receita proporciona economia de energia mediante ajustes de preço mais flexíveis, além de fornecer maior incentivo à conservação de energia no que se refere a gerenciamento pelo lado da demanda.

Por outro lado, [8,9,2] defendem a regulação por preço teto justificando que, sob certas condições, a regulação de limite de receita favorece aumentos de preços (preços altos e ineficientes), incentiva a conservação de energia e reprime a produção reduzindo o bem-estar social. Contudo, [1,2] mostram que tanto o mecanismo de preço teto quanto o de limite de receita podem ser executados em conjunto de forma a alcançar o melhor nível de bem-estar social.

2.3. Regulação Mediante Concorrência Referencial – *Yardstick Competition*

Regulação por *Yardstick Competition* também conhecida como regulação por concorrência referencial ou regulação por comparação, é um modelo de regulação que tem como o objetivo principal incentivar a eficiência produtiva e a redução de assimetria de informação entre o regulador e as empresas [1,11].

No estudo proposto em [21] sobre *Yardstick Competition*, o autor enfatiza que a assimetria de informação surge de uma omissão de informações por parte das distribuidoras. Uma vez que o regulador não tem conhecimento das informações do real custo das empresas, pode ocorrer o que se chama de conluio ou conspiração entre as empresas, o que significa que um grupo de empresas podem reportar baixa produtividade mesmo se nesse período houver alta produtividade.

De acordo com [21] a ideia fundamental por trás desse modelo de regulação é a construção de uma referência contra a qual as empresas são reguladas, ou seja, o regulador baseia-se no custo médio da empresa de referência para inferir um nível de custo alcançável pelas demais empresas, relacionando os preços praticados por uma empresa com os custos da empresa semelhante. Basicamente, o desempenho de cada empresa é comparado com um grupo de empresas com o mesmo porte e características. Em outras

palavras, é uma forma de incentivar a competição indireta nos segmentos considerados monopólios naturais, onde as empresas podem ser recompensadas ou penalizadas dependendo do seu nível de produtividade.

2.4. Regulação por Repartição de Lucros (*Earning and Sharing Regulation*)

Regulação por repartição de lucros também é um mecanismo de regulação por incentivo, que visa à gestão eficiente de custos e à redução de possibilidades de acúmulo de lucros excedentes por parte das empresas.

A metodologia desse modelo consiste em ajustar as tarifas quando a taxa de retorno verificada se afaste da taxa de retorno de referência, de forma a limitar os lucros a serem auferidos pelas empresas [1]. É uma forma de realizar esse ajuste, é a participação dos consumidores nos lucros excedentes das empresas, ou seja, parte dos lucros ou perdas (incorridas pelas empresas reguladas) são repassados aos consumidores. Então, durante a revisão tarifária, é repassado à tarifa um percentual da diferença entre os custos unitários concordados na revisão tarifária anterior e os custos reais observados no período tarifário [1].

Os autores [22] defendem que o mecanismo de compartilhamento de lucros é mais complexo de ser implementado comparado aos mecanismos de regulação descritos acima, justificando que, esse modelo exige uma gama de informação dos reguladores e um monitoramento contínuo da lucratividade da empresa, aumentando assim a carga regulatória.

2.5. Modelo regulatória baseado no desempenho da RIIO

O Regulador do Reino Unido aplicou o modelo regulatório RPI-X (*Price Cap*) por mais de 20 anos para a regulação do setor de transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, em 2013, foi definido um novo modelo regulatório, que vem sendo praticado desde 2015. O novo modelo regulatório denominado “RIIO”– *Revenues set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs*, é um modelo baseado em incentivos, ou seja, o regulador determina as receitas tarifárias com base nos incentivos à inovação e produtos entregues aos consumidores [1,15,16].

O motivo que levou o regulador a adotar um novo mecanismo regulatório está associado ao cumprimento de objetivos da política energética britânica referente à

redução de emissões de gases de efeito estufa, inserção de fontes de energias renováveis na matriz elétrica, geração distribuída, e ao grande volume de investimentos em novas tecnologias de infraestrutura de rede inteligente [1], isso, somando aos desafios e incertezas associadas a tecnologias emergentes. Apesar do modelo RPI-X ter apresentado bom desempenho durante muitos anos (no que se refere a redução de tarifas, melhoria de qualidade de serviço, e no atendimento aos interesses dos consumidores), segundo o *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), esse modelo não atenderia ao novo cenário previsto para o setor elétrico [1].

O modelo RIIO é projetado para incentivar as distribuidoras a colocar as partes interessadas no centro de processo de tomada de decisão; investir de forma eficiente para garantir serviços contínuos, seguros e confiáveis; inovar para reduzir custos de rede para serviços atuais e futuros; contribuir para uma economia de baixo carbono e objetivos ambientais mais amplos, explica [25].

Para o processo de regulação com a RIIO, cada distribuidora deve apresentar à Ofgem um plano de negócios detalhado abordando os requisitos do regulador, ou como pretendem atender as metas da RIIO. Ofgem analisa os planos, e caso este seja considerado de alta qualidade e bom valor global a revisão tarifária é imediata (*fast-tracking*), caso contrário, o processo regulatório será lento (*slow-tracking*), onde é solicitado à distribuidora modificações e uma segunda submissão do plano[25].

2.6. Procedimentos Regulatórios Adotados para Determinação das Componentes da Tarifa de Distribuição

Além dos modelos regulatórios abordados acima, existem alguns componentes tarifários que também devem ser analisados nos processos de formação da tarifa. Alguns mecanismos de formação da tarifa que devem ser considerados nesta abordagem são: os custos operacionais e os investimentos (que inclui base de remuneração, depreciação e custo de capital).

Custos Operacionais é definido como o custo associado à execução das atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, direção e administração, em condições que garantam as distribuidoras alcançarem os níveis de qualidade de serviço estabelecidos pelo regulador e, que os ativos necessários conservem sua capacidade de serviço ao longo da sua vida útil [26].

A determinação do custo operacional se dá pelo uso de métodos técnicos como, o modelo de Empresa de Referência (ER), ou pelo uso de modelos empíricos que utilizam técnicas estatísticas como a análise dos índices de produtividade, análises de fronteira de eficiência e de função de distância [1].

O modelo ER visa à construção de uma empresa virtual eficiente “espelho” da original, que opera no mesmo ambiente da concessão e sujeita às mesmas restrições da empresa real. Nesse modelo são contemplados na tarifa das distribuidoras somente os custos operacionais totais resultantes da ER [1].

Nos métodos de análises de fronteira de eficiência, determina-se a fronteira onde se encontram empresas mais eficientes, e a distância entre a fronteira e as demais empresas, ou seja, é estabelecido um padrão a partir do qual é comparado o desempenho das empresas eficientes com as demais [27].

Conforme [28], os métodos de análises de fronteira mais utilizados são: métodos paramétricos (exemplo: Análise de Fronteira Estocástica-SFA) e não paramétricos (exemplo: Análise de Envoltória de Dados-DEA). Ainda de acordo com o autor, a diferença entre os dois métodos para análises de eficiência, está no fato de que nos modelos paramétricos é necessário que determinados parâmetros de produção sejam definidos a priori, enquanto que nos modelos não-paramétricos não é preciso definir a função de produção antecipadamente. O autor ainda salienta que apesar de usar metodologias distintas, os dois modelos têm o mesmo objetivo, de promover o *benchmarking* para avaliação do desempenho das melhores em relação às piores.

Além dos custos operacionais, o custo de capital, remuneração do capital e depreciação também têm um peso significativo na composição das tarifas. Quanto aos componentes dos ativos e investimentos, existem algumas técnicas comumente utilizadas para determiná-los.

A Base de Remuneração é um conjunto de investimentos realizados pela firma para a prestação do serviço, e esse investimento em ativos é remunerado pela tarifa a ser cobrada dos consumidores [1]. Dessa forma, no contexto regulatório, o grande desafio é determinar quais investimentos devem ser remunerados. Sendo assim, os autores [1, 20] apresentam alguns métodos que podem ser utilizados para determinar os melhores ativos a serem remunerados, dentre eles:

- Métodos baseados no valor econômico dos ativos: determinam o valor de um ativo por meio do seu potencial de geração de fluxos de caixa. Um exemplo de método econômico muito conhecido é o Valor Presente Líquido (VPL). No VPL,

através de avaliação de projetos, calcula-se o valor do ativo com base no valor presente previsto dos fluxos de caixa descontados.

- Métodos baseados nos custos de reposição dos ativos: estimam o valor do ativo baseando no seu custo de compra ou aquisição. O método mais conhecido nesse grupo é o Valor Novo de Reposição (VNR), que representa o custo de substituição dos ativos existentes por novos ativos iguais ou similares. No VNR, o valor do ativo é determinado com base nos cálculos de uma empresa de referência.
- Métodos Híbridos, determinam o valor do ativo a partir da combinação entre os métodos de valor econômico e o método de custo de aquisição dos ativos. O método híbrido mais conhecido é o *Optimized Deprival Value* (ODV), definido como a perda a ser esperada caso a empresa fosse privada dos possíveis benefícios gerados pelo ativo. Em geral, ele avalia os ativos garantindo que estes sejam sustentáveis comercialmente em longo prazo.

Quanto à Depreciação, redução da vida útil do ativo, a referência [1] descreve três técnicas de tratar regulatoriamente a depreciação dos ativos de distribuição, considerando:

- Encargos de Depreciação: nesse método o ativo se deprecia ao longo de sua vida útil para compensar perdas progressivas de seu valor. Assim, o valor do ativo é definido como sendo a diferença entre o seu valor inicial e o seu valor depreciado. Além disso, também é considerada a determinação do período de depreciação e o método usado para calcular a depreciação. A depreciação pode ser calculada de forma linear, acelerada ou por unidades de produção.
- Depreciação Competitiva: nessa técnica não é levada em conta a vida útil do ativo, pois a depreciação é calculada considerando a diferença entre o valor do ativo no início e no final de cada período tarifário.
- Anuidades: entende-se que a aplicação de um plano de manutenção oportuno dos ativos, evita que estes percam o seu potencial de serviço e, sendo assim, não precisa ser depreciado. Através desse plano, é estabelecido um valor monetário constante, anualmente, e o valor futuro acumulado é destinado à manutenção e renovação dos ativos ao longo prazo.

No que diz respeito ao custo de capital ou taxa de retorno do investimento, diversas agências reguladoras no mundo adotam os métodos do Custo Médio Ponderado

do Capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC) para determinar o custo de capital, e o Modelo de Fixação de Preços de Ativos de Capital (*Capital Asset Pricing Model* – CAPM) para estimar o custo do capital próprio.

Conforme [1], no método CAPM, a taxa de custo de capital próprio é determinada a partir da soma de uma taxa de retorno livre de risco para o mercado de referência, mais um prêmio do risco incorrido. E usando o método WACC, o custo do capital pode ser estimado adicionando ao custo de capital do investidor (capital próprio) o custo marginal de endividamento, ponderando as duas componentes pelo grau de endividamento adequado para a atividade.

3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.1. França

3.1.1. Estrutura do Setor Elétrico

A reestruturação do setor elétrico francês se deu nas décadas de 2000, e segue as Diretivas do Conselho e Parlamento Europeu (Diretiva 96/92/EC e Diretiva 2003/54/EC), que visa à criação de um mercado interno de energia integrado na Europa, no qual a energia literalmente circularia livremente por todo o território da União Europeia, sem entraves técnicos ou regulamentares. Nesse sentido, estas diretivas estabelecem as orientações para abertura do mercado de eletricidade à concorrência [1,15,16].

O mercado de eletricidade na França opera em dois níveis, mercado atacadista e mercado varejista. Porém, apesar da liberalização plena do mercado à concorrência, tem sido difícil criar um ambiente efetivamente competitivo na prática, visto que, cerca de 90% dos consumidores residenciais e 78% dos pequenos consumidores não residenciais ainda mantinham-se com as tarifas reguladas oferecidas pelo fornecedor histórico (Électricité de France (EDF)) em 2016 [32] e o relatório de atividades do *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) mostra que 75% de consumidores usam tarifas reguladas, o que significa que a concorrência é limitada somente a pequeno número de consumidores.

A EDF é a maior produtora de eletricidade do Sistema Elétrico Francês, responsável por mais 70% da produção de eletricidade em 2018 [33]. Sua subsidiária Réseau de Transport d'Electricité (RTE) responsável pela operação do sistema de transmissão de energia elétrica e pela operação das interligações internacionais, que também é a operadora da rede que se estende por mais de 100.000km e conta com cerca de 2.500 subestações. As tensões principais são de 400kV, 225kV, 90kV e 63kV, sendo composta principalmente por linhas aéreas, e um número limitado de cabos subterrâneos cujas tensões variam de 63kV a 400kV [1,15]. A outra subsidiária da EDF é a Enedis, que está 100% vinculada à EDF, é o principal operador de rede de distribuição, gerencia cerca de 95% da rede elétrica da França, sendo que os 5% restantes são gerenciados por empresas de redes de distribuição locais. Esse domínio da EDF no mercado francês tem sido uma forte barreira para a concorrência. De acordo com [34], esta situação tem sido um obstáculo à implantação de operadores concorrentes no mercado francês. Em suma, a EDF permanece com presença significativa ao longo de toda cadeia de fornecimento. Por sua vez, uma parcela expressiva dos consumidores encontra-se ainda a consumir

eletricidade por meio de tarifas reguladas, embora se verifica uma passagem gradual de consumidores para o mercado livre.

Com a estrutura do setor desintegrada, os segmentos de geração e comercialização são abertos à concorrência, enquanto as atividades de transmissão e distribuição seguem reguladas e supervisionadas pela *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), um órgão administrativo independente que regula o setor elétrico na França e, seu principal objetivo é assegurar um funcionamento eficiente do mercado da eletricidade e, garantir um serviço de qualidade e confiável a um custo justo para os consumidores, ao mesmo tempo em que atende às metas ambientais [17,19].

3.1.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação da tarifa

A CRE utiliza o modelo limite de receita para regular as tarifas. Os períodos regulatórios duram quatro anos para distribuição e cinco anos para regulamentação do transmissão, onde o regulador define a tarifa no início do período tarifário, bem como mecanismos de incentivo para encorajar as distribuidoras a operarem o sistema de forma eficiente.

Os incentivos aplicados às distribuidoras contemplam diferentes atividades como: controle de despesas operacionais, gestão de perdas nos sistemas, qualidade de serviço e de fornecimento e, atividade de pesquisa e desenvolvimento. As distribuidoras são beneficiadas quando alcançam o nível de desempenho estabelecido pelo regulador, caso contrário são penalizadas [1,15]. Após a revisão, a CRE pode propor os reajustes da tarifa regulada, que precisa ser aprovada pelo Ministério da Energia em conjunto com o Ministério da Economia.

Desde 2007 que os consumidores residenciais têm o direito de escolherem os seus fornecedores de energia elétrica. O mercado de eletricidade francês oferece dois sistemas tarifários:

- 1) Tarifas livres, os clientes contratam energia de um fornecedor a sua escolha e cada fornecedor fixa, livremente, sua tarifa;
- 2) Tarifas reguladas, onde os clientes fazem contrato com o operador (EDF ou empresa de distribuição local) e o governo define as tarifas de venda com base nos custos reais incorridos pelo fornecedor.

As tarifas reguladas são calculadas pela CRE a partir do método de custos acumulados, que é o resultado da soma do custo de produção da energia nuclear, o custo adicional de ofertas de mercado alternativo, custo de transporte de energia fixado pela CRE (inclui a rede de transmissão e distribuição), custos de marketing da EDF, e os impostos e encargos, fixados pelo Estado (dentre eles, a Contribuição ao Serviço Público de Eletricidade (CSPE), a Taxa sobre o Consumo final de Eletricidade (TCFE), a Contribuição Tarifária de Transporte (CTA) e a Taxa sobre Agregado (IVA) [1,15].

Como mencionando anteriormente, a CRE que define as receitas tarifárias do setor elétrico. Essas receitas são estimadas baseado em um Plano de Negócios que são submetidos pelas distribuidoras à CRE. De acordo com [1], as receitas são formadas por despesas operacionais líquidas (que consiste em despesas correntes líquidas, despesas relacionadas ao sistema elétrico e produtos tarifários adicionais), custos de capital e os impostos de restituição.

Quanto ao custo de capital, maior parte dos reguladores europeus usam o modelo CAPM para determinar o retorno mínimo esperado pelos investidores. E não é diferente com o regulador francês. Entretanto, a CRE aplica a mesma metodologia com algumas adaptações, inclui um sistema de encargos de capital, que leva em consideração as modificações impostas pela Deliberação de 28 de novembro de 2012 [25].

3.1.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

Outro elemento importante que também é muito abordado no processo de regulamentação, é referente ao tratamento regulatório das perdas (técnicas e não técnicas) e da qualidade de serviços.

Conforme explicado em [1], a qualidade de serviço abrange dois aspectos: qualidade do fornecimento e qualidade do serviço. A CRE instituiu mecanismos de incentivos, que impulsionam a transmissora e as distribuidoras de energia a controlarem seus custos e, ao mesmo tempo, melhorarem a qualidade da energia elétrica.

Em relação à qualidade do fornecimento, o mecanismo aplicado consiste no monitoramento das durações e frequências anuais médias de interrupção do fornecimento em BT (Duração Média dos Cortes (DMC) e Frequência Média dos Cortes (FMC)). Além disso, as empresas recebem incentivo financeiro (Bônus/Penalidade) para o determinado ano.

O acompanhamento é realizado da seguinte forma, as distribuidoras devem fornecer à CRE as seguintes informações nos períodos programados [1]:

- A soma das durações das interrupções e o número de interrupções nas instalações dos consumidores conectados em BT em todos os casos (inclusive casos de restrição de carga, exceto eventos excepcionais e causas relacionadas à rede de transmissão);
- Para cada evento excepcional: as distribuidoras devem apresentar todos os fatores que justificam a excepcionalidade do evento, a soma da duração das interrupções e o número de interrupções devido ao evento e, medidas adotadas pela operadora para restabelecer as condições normais de operação.
- A soma da duração das interrupções e o número de interrupções em instalações de consumo conectados em BT consecutivas a obras relacionadas com a rede de transmissão geridas pela operadora;
- A duração média anual de interrupções (para todos os motivos);
- A duração média anual de interrupções por razões relacionadas com a rede de transmissão (excluindo eventos excepcionais);
- A duração média anual de interrupções consecutivas para obras na rede de distribuição pública geridas pela distribuidora.

No âmbito da Qualidade do Serviço, a CRE realiza o acompanhamento por meio de indicadores, definidos como indicadores com incentivos financeiros e indicadores objeto de um acompanhamento [1].

São indicadores com incentivos financeiros:

- Compromissos agendados não respeitados pelas distribuidoras;
- Taxa de comissionamento com a visita concluída dentro do prazo solicitado;
- Taxa de leitura de energia e leitura remota;
- Prazo de envio das curvas de carga (medidas a cada meia-hora) ao regulador;
- Taxa de resposta às reclamações no prazo de 15 dias corridos;
- Número de pedidos processados dentro de um prazo de 30 dias.

São indicadores objeto de um acompanhamento

- Acompanham ações realizadas pelas distribuidoras, como intervenções, relações com fornecedores, relação com usuários, leitura, faturamento e conexões.

Quanto ao tratamento de perdas, o mecanismo regulatório adotado pela CRE baseia-se em monitoramento das ações desempenhada pelas empresas para mitigar a taxa de perdas na rede elétrica. Esse monitoramento é realizado por meio de relatórios que são elaborados anualmente pelas distribuidoras e avaliados pelo regulador. O relatório deve conter os indicadores relacionados às ações implementadas para reduzir a quantidade de perdas e os resultados obtidos, como:

- Porcentagem de transformadores de alta eficiência fornecidos durante o ano;
- Porcentagem de transformadores de alta eficiência em operação;
- Número de casos tratados no âmbito de ações para a detecção de perdas não-técnicas (incluindo fraude);
- Volume de compra de energia para cobertura de perdas elétricas na rede em GWh/ano;
- Taxa de perdas técnicas e não-técnicas sobre as redes de transmissão no encerramento do tempo do processo de reconciliação.

3.2. REINO UNIDO

3.2.1. Estrutura do Setor Elétrico

O Reino Unido é conhecido como o pioneiro no processo desregulamentação do setor elétrico. A desverticalização do setor elétrico no Reino Unido baseou-se no *Electricity Act* de 1989. A referida lei além de estabelecer condições para a privatização das empresas de eletricidade, introduziu um modelo competitivo no mercado de geração e comercialização de energia e criou um regulador independente, que supervisiona as atividades em condições de monopólio natural [15, 21, 22].

A estrutura do setor elétrico no Reino Unido é desintegrada, e contempla as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. As atividades de geração e comercialização operam em um regime de livre mercado, enquanto as atividades de transmissão e distribuição são reguladas.

Atualmente, as empresas de geração de eletricidade são privadas. Essas empresas são encarregadas de realizar o investimento na ampliação da capacidade de acordo com os sinais do mercado. Portanto, não existe um planejamento central da expansão, segundo [1].

A matriz energética do Reino Unido é composta principalmente por termoelétricas e nucleares. Em 2017, as termoelétricas a gás foram responsáveis por 41% da produção de eletricidade, e a participação das nucleares foi de 21%. Nos últimos anos, o país tem feito grandes investimentos em energias renováveis, nomeadamente solar, eólica e biocombustíveis, que atingiu cerca de 30% de geração de eletricidade em 2017. Estima-se que até 2030 as energias renováveis representem mais de 50% da matriz elétrica do país [38]. Por outro lado, as contribuições de petróleo e carvão para a produção de eletricidade reduziram drasticamente.

As empresas de transmissão e distribuição, em condições de monopólios naturais, são reguladas pela *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), que é a autoridade responsável pela regulamentação dos monopólios de redes de gás e eletricidade. O Ofgem regula as transportadoras por meio do mecanismo de controle das receitas e incentivos para ganhos de eficiência e, através da supervisão dos mercados de energia. Cabe à Ofgem proteger os interesses dos consumidores, promovendo a sustentabilidade, a concorrência e a segurança do fornecimento no mercado de energia [38].

As atividades de transmissão de eletricidade são realizadas por três diferentes empresas regionais: a *Scottish Power Transmission Limited*, proprietária da transmissão para o centro e sul da Escócia; a *Scottish Hydro Electric Transmission*, que possui a rede de transmissão do norte da Escócia; e a *National Grid Electricity Transmission (NGET)*, a proprietária da transmissão para a Inglaterra e País de Gales. Quanto às atividades de distribuição, existem cerca de 14 empresas operadoras da rede de distribuição, que são responsáveis pelo planejamento, construção, operação e manutenção das redes em suas áreas geográficas [38].

Existem dois mercados de energia no Reino Unido, o mercado atacadista e o mercado de varejo. Tanto o mercado atacadista como o mercado de varejo estão abertos a concorrência. No entanto, conforme relatado no relatório da *Competition and Markets Authority (CMA)* – (Autoridade de Concorrência e Mercados do Reino Unido) [39], apesar da liberalização do mercado e dos consumidores serem livres para escolherem seus fornecedores de energia, o mercado de varejo ainda é muito concentrado, e isso vem motivando fraca competitividade nesse mercado.

A comercialização de energia é dominada por seis maiores fornecedores tradicionais de energia (ex-monopolistas), que atendem cerca de 76% do mercado de

eletricidade. Os únicos com quotas de mercado acima de 5%, cerca de 60 fornecedores que operam nesse mercado têm quotas de mercado abaixo de 1%.

Embora, os consumidores têm mais fornecedores e cada vez mais está se tornando mais fácil mudarem de tarifas e fornecedores, em 2018, as taxas de trocas anuais de fornecedores pelos consumidores residenciais alcançaram 18,4%. De acordo com a CMA, essa taxa reduzida na troca dos fornecedores se deve ao baixo envolvimento dos consumidores engajados, que avaliam e escolhem ativamente sua tarifa e/ou fornecedor [22, 23, 25, 26].

3.2.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa

As atividades de transporte de energia são realizadas por empresas privadas. Por ser um monopólio natural, essas empresas precisam ser regulamentadas, e encorajadas a realizar mais investimentos nas redes de energia e prestar melhores serviços aos consumidores.

O contexto regulatório do Reino Unido passou recentemente por um processo de transição entre metodologias de regulação, onde o modelo regulatório RPI-X (preço teto) foi substituído por um novo esquema de regulação de tarifa. Essa nova metodologia é conhecida pela sigla “RIIO” - Receitas = Incentivos + Inovações + Produtos. O modelo regulatório, RIIO, baseia-se nos produtos/resultados e visa incentivar a adoção de tecnologias mais eficientes e sustentáveis; a realização de investimentos que modernizem a rede; e o fornecimento de um serviço que assegure o máximo de custo-benefício-qualidade no longo prazo para os usuários atuais e futuros as transportadoras de rede elétrica [15, 27]. Para isso, o Ofgem estabelece os produtos que as distribuidoras devem fornecer e as receitas que podem auferir dos consumidores por esses produtos [1].

Quanto à metodologia, a RIIO utiliza o método da receita máxima para determinar as receitas autorizadas das distribuidoras para um período de oito anos. O prazo regulatório foi estendido para oito anos, com reajuste anual e revisões intermediárias. Esse período regulatório mais extenso permite que as empresas atinjam as metas estabelecidas pelo regulador e, concede maior segurança aos investidores [27].

A concessão de receitas é definida antecipadamente. De acordo com [30], os elementos que compõem as receitas no mecanismo RIIO são:

- Receita básica: a quantidade básica de recursos financeiros que uma empresa de distribuição pode auferir, a fim de recuperar os custos eficientes da realização de suas atividades;
- Mecanismos de financiamento de elementos que não podem ser definidos antecipadamente (mecanismo de incerteza);
- Recompensas de incentivo (ou penalidades) pela apresentação de resultados que superem (ou estejam aquém) as metas estabelecidas.

Os produtos predefinidos pelo regulador, possuem seis categorias [1]:

- Segurança: prover uma rede segura que cumpra com as normas de segurança da *Health and Safety Executive* (HSE);
- Confiabilidade e Disponibilidade: fornecer confiabilidade de longo prazo, minimizando o número de interrupções e assegurando a adaptação às mudanças climáticas;
- Satisfação do Cliente: manter altos níveis de satisfação dos clientes e melhorar o serviço onde seja necessário;
- Conexões: conectar os usuários de maneira rápida e eficiente, incluindo a resposta às necessidades específicas dos clientes;
- Ambiente: incentivar as empresas a alcançar objetivos ambientais mais gerais;
- Obrigações Sociais: adotar um enfoque estratégico, coordenando e se associando com outras redes, fornecedores e agências para o uso mais efetivo de dados.

As distribuidoras são avaliadas com base nesse conjunto de categorias, podendo então ser recompensados ou penalizados de acordo com seu desempenho nessas áreas. Essas recompensas e penalidades atualizam as receitas definidas automaticamente a cada dois anos [25]. Conforme descrito no Relatório Anual de RIIO-ED1(2016-17), nos dois primeiros anos do novo mecanismo, as distribuidoras mostraram um alto nível de desempenho nos seus resultados, nessas categorias [23].

Tendo em conta o extenso período regulatório (8 anos), os riscos e grau de incerteza para estimativa de custos é bem maior. Diante disso, para reduzir as incertezas nos custos, a Ofgem estabeleceu mecanismos de revisão de produtos no meio do período de revisão tarifária. Esse mecanismo insere o AIP (*Annual Interaction Process*), que permite ajustar anualmente a base de receitas levando em consideração o desempenho e os níveis de produtos alcançados pelas empresas [1].

Para efetuar o ajuste, é aplicado um fator denominado MOD, que representa a mudança incremental na base de receitas. O MOD é calculado no dia 30 de novembro de cada ano e aplicado a partir do dia 1 de janeiro do ano seguinte. O ajuste da receita é determinado conforme a equação (3.1) abaixo:

$$BING_t = BINGINI_t + MOD_t \quad (3.1)$$

onde:

$BING_t$: é a base de receitas para o ano t;

$BINGINI_t$: é a base de receitas iniciais para o ano t;

MOD_t : é o termo que reflete a modificação da base de receitas para o ano t.

No âmbito dos custos operacionais, nesse modelo a sua remuneração é realizada por meio dos custos permitidos (remuneração rápida do TOTEX que corresponde à sua parte circulante, que se recupera anualmente), custos não controláveis, outros custos (exemplo: pensões) e impostos permitidos [1].

O método utilizado para determinação do custo operacional não é mais o da análise de fronteira de eficiência. No RIIO, a análise de custos é realizada por meio dos planos de negócios das empresas, ou seja, os custos eficientes esperados são amplamente avaliados (pela Ofgem) por meio do plano de negócios apresentado pelas empresas.

Com relação ao processo de remuneração dos investimentos realizados considera-se o custo de capital sobre a base regulatória de ativos (BRA) e a quota anual de depreciação regulatória dos ativos.

A base regulatória de ativos no final de cada ano é a soma da BRA avaliada no início do ano dos ajustes por transferências de ativos e incrementos da BRA ocorridos durante o ano menos as depreciações geradas no período[1].

Para fins de remuneração de investimentos em ativos, a RIIO considera apenas o TOTEX, para evitar o superinvestimento por parte das empresas. Esse método avalia o gasto total (TOTEX), com base no OPEX e CAPEX juntos e, dessa forma, as empresas são incentivadas a escolher a opção mais econômica, que a levará a alcançar melhores resultados. Para tal, a Ofgem estabelece uma percentagem fixa dos custos totais que podem ser investidos durante o período regulatório, o que além de limitar o valor que uma empresa pode adicionar a sua taxa de remuneração sobre os ativos, também incentiva a implantação mais eficiente de capital [42].

Quanto a Custo de Capital, o modelo RIIO estabelece alguns critérios para a sua determinação. Em geral, a RIIO também usa o modelo WACC para calcular o custo de capital; o custo do capital próprio é determinado através do modelo CAPM; já o custo da dívida é determinado com base na informação média de longo prazo com atualização a cada oito anos; por último, o novo modelo determina níveis de estrutura de capital que reflita a exposição aos riscos das empresas, podendo a mesma variar entre setores e dentro do próprio setor [1].

3.2.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

No novo modelo regulatório, a qualidade de serviço e de produto são avaliados individualmente, com base nos planos de negócios que são apresentados pelas distribuidoras. Logo, o nível de controle do regulador pode variar de acordo com a qualidade do plano de negócios apresentado [1].

O indicador de qualidade adotado pela Ofgem, é a comparação do desempenho das empresas baseando nos padrões de atividades (a restauração do fornecimento, qualidade de tensão e períodos de aviso) estabelecidas na norma. Além disso, as distribuidoras devem manter altos níveis de satisfação dos clientes e melhorar o serviço onde seja necessário. O regulador estabeleceu incentivos financeiros para as empresas que fornecerem um nível adequado de serviço ao cliente. Quando as empresas não atingem os níveis mínimos de desempenho elétrico estabelecido na norma, os clientes são compensados [1].

Quanto ao tratamento regulatório das perdas, as distribuidoras devem incluir justificativas de gastos referentes às perdas nos seus planos de negócios submetidos à Ofgem, onde devem apresentar informações comparando as reduções planejadas com as reduções atingidas anualmente. Segundo [1], as empresas podem receber incentivos financeiros em prêmios de até 32 milhões de libras para iniciativas eficientes e inovadoras de redução de perdas.

3.3. CHINA

3.3.1. Estrutura do Setor Elétrico

A indústria de eletricidade na China está em processo de reformas desde a década de 1980 [43], quando a empresa estatal *State Power Corporation of China* detinha

monopólios integrados em transmissão, distribuição e comercialização. Em 2002, o Conselho de Estado anunciou a reforma do setor elétrico chinês, objetivando desagregação das atividades de geração das atividades de transmissão e distribuição.

Com base nisso, foram criadas cinco empresas estatais para o setor de geração de eletricidade da China, que geram quase metade da eletricidade consumida no país: *China Huaneng Group*, *China Datang Corporation*, *China Huadian Corporation*, *China Guodian Corporation* e *China Power Investment Corporation*. O restante é gerado por empresas de propriedade local ou por produtores independentes de energia, geralmente em parceria com braços privados de empresas estatais [43][44][45]. A desverticalização abriu o setor elétrico ao investimento privado no segmento de geração, embora os investimentos tenham sido limitados por muitos anos devido ao domínio das empresas antigas no mercado.

Durante a reforma, foram criadas duas companhias proprietárias e operadoras da rede elétrica: *State Grid Company of China* (SGCC) e *Southern China Power Grid* (SCPG). A *State Grid Company* é a responsável pela maior parte do território e pelas linhas de transmissão inter-regionais, enquanto a *Southern Power* atua no sul da China. No entanto, as duas empresas possuem subsidiárias regionais e provinciais, e prestam tanto serviço de transmissão como de distribuição e comercialização de energia [1, 35].

Nesse período também foi criada uma agência reguladora, a *State Electricity Regulatory Commission* (SERC), subordinada ao Conselho de Estado, responsável pela regulação técnica, para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia. A SERC foi posteriormente integrada à *National Energy Administration* (NEA), que passou ser o órgão responsável pela regulação, políticas, e monitoramento do setor elétrico chinês. Além de regulação operativa, cabe à NEA realizar o desenvolvimento de pesquisa, planejamentos e supervisões em energias primárias e secundárias entre outras atribuições [1, 35].

Em 2007 o processo de reforma estagnou e, embora o setor de geração tenha sido desagregado, os setores de transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade continuaram verticalmente integradas, e as tarifas de energia elétrica permaneceram controladas pelo governo central.

De acordo com [44], o fracasso em cumprir os objetivos centrais da reforma de 2002, levou o setor elétrico da China a mais uma sequência de reformas, que começou após a publicação do documento nº 9 pelo Conselho de Estado em 2015. À vista disso, o

setor elétrico da China está passando por uma transição de um sistema administrado pelo estado para um sistema baseado em concorrência do mercado.

A reforma de 2015 propôs: melhorar a regulamentação governamental, estabelecer um mercados competitivos de eletricidade no atacado e no varejo, esquema de preços baseados no mercado, abertura do mercado de energia à concorrência de forma a atrair investimentos privados, estabelecer uma tarifa de transmissão e distribuição separada e transparente, investimentos em tecnologias de energias renováveis e gás de xisto, eficiência energética e medidas de mitigação de emissão [38, 39].

A primeira etapa dessa reforma visa estabelecer a concorrência no setor de geração e comercialização (varejo), enquanto o setor de transmissão e distribuição permanecem regulados [39]. Isso significa que os varejistas podem comprar eletricidade diretamente das usinas de geração, ou grandes consumidores são livres para comprar a energia diretamente dos geradores. São considerados grandes consumidores, aqueles com o consumo de eletricidade superior a 100 milhões de kWh e o nível de tensão superior a 100 kV [47], representados pelas indústrias e comércios. Os demais consumidores permanecem na modalidade de preço regulado antes da atual reforma.

Já na segunda etapa, a reforma planeja liberar gradativamente o setor de distribuição para os investimentos privados, de acordo com [47], a concorrência será introduzida no setor de distribuição e o setor de geração poderá ser parcialmente privatizado.

No âmbito da matriz energética, o carvão é considerado o insumo mais importante no setor energético chinês, sendo a China o maior produtor mundial de carvão. Em 2019, o carvão representou cerca de 58% da geração total de energia da China. O petróleo e outros líquidos (segunda maior fonte de combustível) respondeu com 20% da geração. Apesar dos enormes investimentos que o país tem realizado nos últimos anos para diversificação de sua matriz, o fornecimento de energia a partir de fontes renováveis é relativamente pequeno [45].

3.3.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa

Na China, o regulador (NEA) apenas sugere valores da tarifa e, a autoridade responsável pela determinação de preços das tarifas reguladas é o Departamento do Conselho de Estado, *Nacional Development and Reform Commission* (NDRC) [1]. A

NDRC é o departamento de precificação que avalia e aprova as tarifas dos consumidores finais de eletricidade. Atua tanto no setor elétrico, como em outras áreas de energias.

O modelo tarifário utilizado atualmente na China, é o mesmo baseado no modelo criado na década de 1960, denominado “catálogo” [1]. A metodologia deste modelo é baseada em categoria de consumidores e níveis de tensão. Ele considera sete categorias de consumidores (residencial, comercial, iluminação não-residencial, indústria, comercial, agricultura e irrigação) em três classificações de tensão.

Conforme [1], o modelo “catálogo” é apenas um ponto de partida para o cálculo dos preços finais, sendo adicionado taxas e encargos do governo. Ainda de acordo com os autores, as tarifas de transmissão e distribuição de energia não são determinadas de forma ordenada e transparente nesse modelo. A metodologia usada pela NRDC, faz os ajustes nos preços de geração e varejo com base nos preços praticados. Os custos com as redes de transportes são encaixados nos preços de varejo que são arrecadados dos consumidores finais. Ademais, as tarifas não refletem os custos efetivos da rede, tanto que os investimentos na rede são realizados pelo governo central.

Na China o governo central estabelece os índices de preço de eletricidade anualmente, que é formado pelo preço provincial de fornecimento de energia, transmissão e distribuição, impostos, taxas e sobretaxas (incluem a manutenção do sistema elétrico rural, subsídios para projetos de energia renovável, etc.) [1].

As autoridades provinciais também têm soberania para aplicar impostos, sobretaxas e descontos. Nesse sentido, as tarifas de fornecimento de energia aplicada por cada província variam de acordo com o tipo de usina de geração local e as tecnologias adotadas. Em geral, o preço de eletricidade é mais barato em província que tem usinas de carvão, e mais cara nas regiões com usinas equipadas com tecnologias ambientais mais avançadas, ou sistemas de captura de carbono. A Figura 3.1 apresenta de forma resumida os componentes tarifários da China.

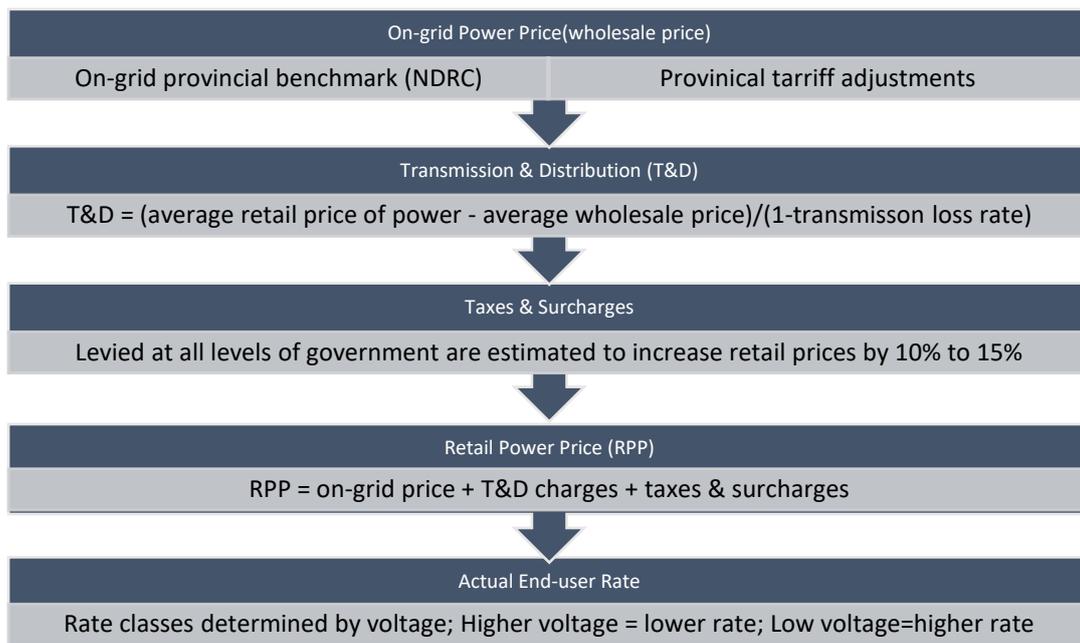


Figura 3.1 - Mecanismo de Formação de Preço de eletricidade na China. Fonte: Adaptado de [1].

Assim, o preço de energia de varejo é formado por tarifas de redes (*On-grid*), tarifa de transmissão e distribuição (T&D), impostos variáveis e sobretaxas.

Com base na nova reforma, a norma NDRC *Price* (2014) No. 2379, de 23 de outubro de 2014, estabeleceu um novo mecanismo de preço de energia [1]. Na nova metodologia, o preço da eletricidade é constituído pelo preço da transação, o preço de transmissão e distribuição e os encargos do governo. A receita é obtida a partir do somatório de Custos Autorizados da Concessão, Lucro e impostos [1], em que:

- Custos Autorizados da Concessão: incluem os custos operacionais, remuneração dos ativos, investimentos e depreciação;
- Impostos: incluem imposto sobre renda, manutenção urbana e taxa de construção.

Quanto aos custos operacionais, não é especificado nenhum método para a determinação do custo operacional eficiente. De acordo com [1] foi estabelecido um mecanismo de incentivo de gestão de custos, em que as empresas poderão se apropriar no final do ciclo de 50% da diferença entre seu custo verificado e os custos regulatórios estipulados, caso os custos verificados sejam menores que os custos pré-estabelecidos. A remuneração dos ativos é determinada com base no método WACC.

3.3.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

Com relação ao tratamento da qualidade de serviço, conforme a regulamentação, o NDRC e a Comissão de Desenvolvimento e Reforma da Província de *Guangdong* e Shenzhen, são responsáveis por acompanhar os mecanismos de incentivo de qualidade de serviço e eficiência operacional [1]. As empresas são premiadas quando atingem as metas de performance de serviços, e são penalizadas caso não alcançam essas metas. Não é descrita uma metodologia específica acerca do tratamento regulatório da qualidade de serviço.

Quanto ao tratamento regulatório das perdas, as literaturas disponíveis não apresentam nenhuma consideração específica sobre este o assunto.

3.4. África Do Sul

3.4.1. Estrutura do Setor Elétrico

O setor elétrico da África do Sul é verticalmente integrado. A *Electricity Supply Commission* (ESKOM), é a maior empresa de energia elétrica do país, 100% estatal, e responsável por todas as atividades do setor, de geração a comercialização de energia elétrica. De acordo com [1], esse monopólio reflete a política nacional do “domínio” do Estado sobre os serviços públicos com a finalidade de obter economias de escala. E o resultado, é um mercado elétrico com a concorrência limitada, e prestação de serviços ineficientes.

Em 1990, foi proposto um plano de reestruturação do setor elétrico, com o enfoque na desverticalização e privatização do setor. Esse plano acabou sucumbindo por conta de diversas burocracias e incertezas. Reformar e reestruturar a ESKOM fortaleceria a confiabilidade do sistema de energia, apoiaria o aumento da industrialização e ajudaria nos esforços para diversificar a matriz energética [48].

A matriz energética da África do Sul, é composta principalmente por carvão (atende cerca de 70% de geração de energia), usinas nucleares, diesel e hidrelétricas. No entanto, o governo tem trabalhado no sentido de incentivar a diversificação da matriz com a introdução de fontes renováveis de energia e gás natural.

A ESKOM opera o sistema de transmissão em alta tensão e fornece eletricidade diretamente aos grandes consumidores, e aos países vizinhos. Além disso, a empresa também opera na distribuição, e vende blocos de energia para municípios, que fazem a distribuição para os consumidores finais dentro da sua área de jurisdição [1, 36].

No caso, os municípios atuam como redistribuidoras, realizam serviços básicos, e são responsáveis pelas conexões e infraestruturas da rede. A ESKOM distribui cerca de 60% da eletricidade e os 40% da carga fica a cargo dos municípios [1].

O setor elétrico da África do Sul é regulado pelo *National Energy Regulator* (NERSA), a autoridade reguladora é responsável pelo licenciamento, determinação das tarifas e acompanhamento do desempenho de todos os segmentos licenciados do setor [1].

3.4.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa

Para fins de regulação tarifária, o NERSA aplica um método de revisão da receita (ou reposição tarifária) da ESKOM denominada *Multi Year Price Determination* (MYPD). Esse método incorpora princípios do modelo regulatório por Taxa de Retorno e regulação por incentivos para o desempenho eficiente por parte das empresas, além, da busca pela eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda. O enfoque do método MYPD é garantir que receita a ser ganha pela empresa deve ser igual ao custo eficiente para fornecer eletricidade mais um retorno justo sobre a base tarifária [37].

O método é aplicado sobre um plano de negócio apresentado pela ESKOM, durante o período regulatório de cinco anos.

As receitas permitidas para geração, transmissão e distribuição, contemplam o retorno sobre a base de ativos permitido, retorno da depreciação dos ativos, custos operacionais e outros custos regulados. A receita permitida de cada uma das atividades da ESKOM (geração, transmissão e distribuição) é determinada de forma separada, sendo cada uma com componentes e tratamentos específicos [50]. A Figura 3.2 apresenta os componentes para determinação da receita permitida da distribuição.

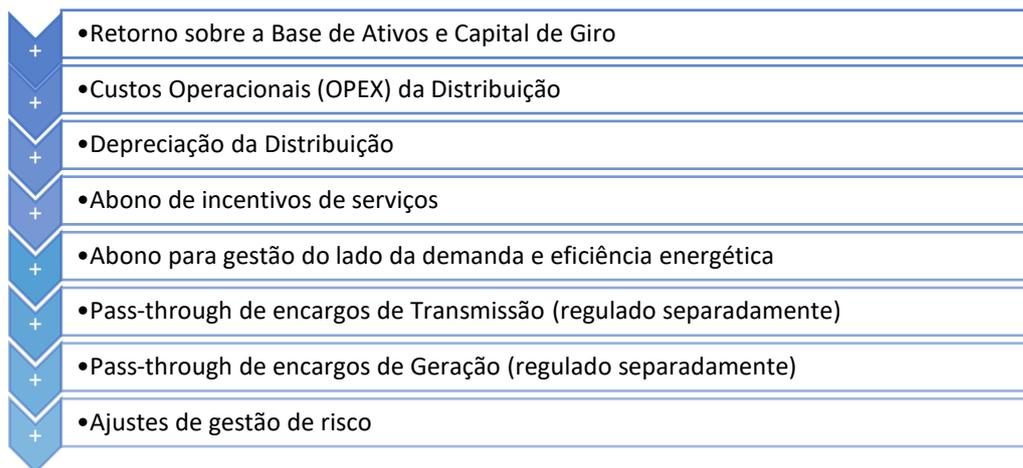


Figura 3.2 - Mecanismo de Formação de Preço de eletricidade na África do Sul. Fonte: Adaptado [50].

Os custos operacionais considerados, consistem em todas as despesas necessárias na produção e fornecimento de eletricidade, incluindo: custos de O&M, custos de mão de obra e despesas gerais (administração).

No que se refere à remuneração dos investimentos, o NERSA usa o método WACC para determinar a taxa real de retorno, e o custo de capital próprio é determinado através do modelo o CAPM. O Custo do Capital de Terceiros é avaliado com base nos custos médios ponderados de dívidas para o negócio regulado em análise. Conforme [1], a ESKOM levanta a dívida corporativa e, portanto, o custo real do capital de terceiros deve refletir de forma justa os riscos de cada atividade regulamentada. Os retornos devem ser ajustados de valores nominais para reais usando um índice de preços ao consumidor.

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) envolve todos os ativos utilizados pela ESKOM na geração e fornecimento de eletricidade. Os ativos são avaliados a partir do método de custo de reposição, ou seja, os ativos são reavaliados consoante a substituição dos ativos existentes. A referência [50] descreve algumas condições que devem ser cumpridas para inserir um ativo na BRR. Entre elas:

- Os ativos imobilizados devem ser de longo prazo, estar em uso e em boas condições;
- O capital de giro será incluído na BRR para efeitos do cálculo do retorno;
- Juros durante a construção não serão capitalizados ou permitido retorno;
- O retorno sobre o capital será com base no valor de substituição dos ativos;

- Os ativos financiados ou pré-pagos por clientes e serão deduzidos da *Regulatory Asset Base RAB*);
- Os ativos desativados e/ou com deficiência não proporcionarão a retorno sobre o capital. Todavia, as despesas com a manutenção de ativos desativados, com um plano delineado para o seu uso futuro, serão reconhecidas nas despesas operacionais.

3.4.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

Quanto ao tratamento regulatório de qualidade de serviço, a NERSA utiliza índices de qualidade de serviço para as redes de transmissão e distribuição. Para transmissão aplica-se o índice System Minutes (SM) e para distribuição é aplicado o índice *System Average Interruption Duration Index – SAIDI* (Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema) [1].

O SAIDI é o principal indicador de desempenho que apresenta uma boa indicação geral do desempenho da distribuidora. O SAIDI representa a medição da frequência e da duração das interrupções, e é calculado a partir da multiplicação do *System Average Interruption Frequency Index – SAIFI* (Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema) por *Customer Average Interruption Duration Index – CAIDI* (Índice de Duração Média de Interrupção por Consumidor) [50].

Conforme elaborado no [50], o esquema de incentivos ao indicador SAIDI é aplicado da seguinte forma:

- Qualquer evento da transmissão de magnitude maior que 1 (um) System Minute, bem como quaisquer eventos de força maior que resultam em SAIDI superiores a 1 hora, devem ser excluídas dos cálculos;
- Os incentivos a serem pagos à ESKOM não devem ser maiores do que o valor de desempenho melhorado, e também não devem ser menores do que os custos de alcançá-los;
- As metas de incentivo estabelecidas precisam ter relevância para o valor da melhoria de desempenho;
- Incentivos / penalidades devem ser limitados, de forma a evitar a exposição dos clientes a preços mais elevados;
- Novos clientes serão excluídos do cálculo do SAIDI;

- A ESKOM deve fornecer relatórios periódicos, indicando os custos com a qualidade e confiabilidade, além do acompanhamento do SAIDI em relação às metas regulatórias.

Quando as empresas alcançam o nível de desempenho estabelecido, é aplicado um repasse completo do programa de confiabilidade. No caso de subinvestimento por parte das empresas e essas não atingirem as metas regulatórias, os gastos não realizados serão reembolsados aos clientes.

Com relação às perdas, não foi encontrado nas literaturas técnicas específica de tratamento das perdas regulatórias. Conforme [1], o NERSA reconhece uma faixa tolerável de perdas entre 5% e 12%, onde, as empresas que operam com perdas nessa faixa são consideradas eficientes para fins regulatórios.

3.5. Brasil

3.5.1. Estrutura do Setor Elétrico

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro (RESEB) se consolidou nas décadas de 1990. Na época, a reforma visava a desverticalização do setor elétrico, e liberalização do mesmo a investimentos privados [51].

O principal objetivo da desverticalização no setor era incentivar a concorrência nos segmentos de geração e comercialização, enquanto os segmentos de transmissão e distribuição permaneceram funcionando como monopólios naturais, sujeitas à regulamentação de preço e acesso às suas respectivas redes [51]. Então, a reforma tinha como propósito promover a competitividade e a eficiência no setor elétrico.

Por esse motivo, foram privatizadas várias empresas públicas e foi criada pela Lei 9.427/1996, a agência reguladora do setor elétrico do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma entidade independente do governo, mas vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável por regulamentar e fiscalizar os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, para assegurar o equilíbrio entre os interesses das empresas e dos consumidores. Cabe à ANEEL a implementação das políticas e diretrizes desenvolvidas pelo MME, e o acompanhamento das atividades desenvolvidas no setor, verificando o cumprimento de suas normas e regulamentos e fiscalizando a execução dos contratos [55, 56].

Após o racionamento de energia em 2001, motivado pela crise hídrica, junto a discrepância entre o crescimento da demanda por eletricidade e o aumento da geração, e

a falta de investimento em nova capacidade instalada, o setor elétrico brasileiro foi conduzido a uma nova reforma em 2004 [36]. Na reforma de 2004 foi implementado o novo modelo do setor elétrico pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848, onde foram estabelecidos uma série de medidas [36] e, dentre elas destacam-se:

- A criação de dois ambientes de contratação no mercado atacadista: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Reorganização das competências dos órgãos públicos do setor energético e criação de entidades como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Retomada do planejamento do setor através de leilões e da EPE;
- Promoção da inclusão social no setor elétrico através dos programas de universalização de atendimento.

Atualmente, a comercialização de energia é realizada em dois mercados: o mercado regulado (visa atender os consumidores cativos) e o mercado livre (atende aos consumidores livres, com uma demanda superior a 3MW e tensão de conexão igual ou maior que 69 kV). Os consumidores livres podem escolher seu fornecedor de energia.

No mercado regulado, a contratação é realizada por meio de contratos bilaterais regulados de longo prazo, feitos entre as empresas geradoras e as distribuidoras que participam dos leilões públicos conduzidos pelo governo. Por outro lado, no mercado livre, a energia é livremente negociada entre os agentes de geração, comercialização, consumidores livres e especiais [51].

As atividades de transmissão e distribuição fazem parte do monopólio natural, sendo que as redes de transmissão são coordenadas e controladas pelo Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS), que é a entidade responsável pela coordenação e controle da operação de rede elétrica. Cabe ao ONS, garantir a continuidade, segurança e economia do fornecimento de eletricidade aos usuários do sistema.

Conforme relatado em [57, 58], o Brasil tem cerca de 137 concessionárias de transmissão. Em 2018, a extensão de rede de transmissão era de 133.253 km, linhas de alta tensão, variando de 132 kV a 800 kV. Quase metade dos ativos de transmissão pertence à Eletrobras, que foi responsável por 71.153,60 km das linhas em 2019. Por outro lado, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), o país tem 56 distribuidoras de energia, com uma extensão de linhas de média e baixa tensão avaliada em 3.083.190 km em 2013.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2020/Ano base 2019, a matriz elétrica brasileira é composta principalmente pela fonte hidrelétrica, que respondeu com cerca de 64,9% de geração de eletricidade no país, enquanto as termelétricas contribuíram com 26% de geração. As fontes de energias renováveis como solar (respondeu com 1,0%), eólica (8,6%) e biomassa (8,4%), vêm aumentando gradativamente nos últimos anos e estão mais competitivas devido aos incentivos por políticas de medição líquida [51]. Em geral, as fontes renováveis representaram 83,0% da matriz elétrica brasileira em 2019 [55].

3.5.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa

O modelo regulatório aplicado no Brasil é o modelo limite de receita para transmissoras e o modelo preço teto para as distribuidoras de energias. As tarifas passam por revisões periódicas a cada quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão. Entretanto, no período entre as revisões tarifárias, as tarifas são submetidas a reajustes anuais que incorpora à tarifa a inflação verificada no ano, deduzido do fator de produtividade, nomeadamente Fator X [56]. As tarifas também podem passar por revisões extraordinárias, que só ocorre por solicitação das distribuidoras e visa à restauração do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, mediante a aprovação da ANEEL.

Em geral, a tarifa de energia elétrica no Brasil é composta por custos com geração, transportes (transmissão e distribuição), perdas de energia, encargos e tributos.

A receitas são estabelecidas pela ANEEL no contrato de concessão no início da revisão tarifária. A ANEEL determina a receita requerida pelas distribuidoras no período de contrato de concessão, no início de revisão tarifária.

A tarifa das distribuidoras é formada por duas parcelas: a Parcela A, refere-se aos custos não gerenciáveis, contemplam os encargos setoriais, os custos com conexão e uso de transmissão e/ou distribuição, e os custos com a aquisição de energia, sendo que estes custos são repassados integralmente à tarifa. Já a Parcela B, refere-se aos custos gerenciáveis, que engloba os gastos da distribuidora para fornecer os seus serviços, como os custos de operação e manutenção, custos de remuneração de capital investido e quota de reintegração regulatória. Logo, a receita requerida é o somatório da Parcela A mais a Parcela B.

No que se refere aos custos operacionais, para fins de revisão tarifária, a ANEEL reconhece como custos operacionais, os custos com pessoal, custos com materiais, serviço de terceiros, outros custos operacionais, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Para a definição dos custos operacionais regulatórios, consideram-se os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão. A ANEEL utiliza o método de *benchmarking* para definir o nível eficiente de custos operacionais, onde é feita uma comparação entre as distribuidoras com base nos seus atributos. Com isso, é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser alcançada durante o período tarifário.

No que diz respeito à base de remuneração, a ANEEL estabelece a base de remuneração regulatória através da avaliação dos ativos das distribuidoras, utilizando o Método do Valor Novo de Reposição. A taxa regulatória de remuneração do capital é calculada usando a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC. Para determinar a remuneração do capital próprio, a ANEEL adota o método de risco/retorno - CAPM, adaptando-o pela utilização de título brasileiro e inclusão de prêmio de risco da atividade.

3.5.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

O tratamento regulatório da qualidade de serviço prestado pelas distribuidoras brasileiras é abordado no Módulo 8 do PRODIST. Neste módulo, a ANEEL estabelece os procedimentos referentes a qualidade de energia, abordando questões relativas à qualidade de produto, qualidade de serviço e qualidade do tratamento de reclamações.

A reguladora estabelece procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores, centrais geradoras e distribuidoras acessantes. A qualidade de serviço prestado pelas distribuidoras é avaliada através do controle das interrupções e dos indicadores de continuidade de serviço de distribuidoras de energia elétrica. Os indicadores de continuidade de serviço são divididos em indicadores de continuidade individuais, a saber:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC);
- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC);

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC);
- Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI).

e indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC);
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

Os limites adequados dos indicadores de continuidade de serviço são estabelecidos pela agência reguladora. As distribuidoras devem fornecer à ANEEL o Banco de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD), a partir do qual são selecionados os atributos físicos-elétricos do conjunto das unidades consumidoras. A ANEEL realiza a análise comparativa desses atributos e determina os limites para os indicadores DEC e FEC.

Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade de serviço são disponibilizados por meio de audiência pública e estabelecidos em resolução específica, geralmente no período da revisão tarifária da distribuidora, de acordo com [57].

Caso os limites dos indicadores de continuidade sejam excedidos, as distribuidoras são penalizadas, penalidades essas que são revertidas em descontos nas faturas dos consumidores afetados. Além disso, a reguladora estabelece que as distribuidoras devem oferecer mecanismos de atendimentos emergenciais, acessíveis aos usuários do sistema, para que estes apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica.

No que tange ao tratamento regulatório das perdas, a ANEEL usa o método de análise comparativa – *yardstick competition* para definir os níveis regulatórios de perdas não técnicas [58]. Trata-se de um método de comparação, que é efetuada a partir da construção de um *ranking* de complexidade das áreas de concessão, que permite estimar a eficiência e o empenho de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas.

A partir da análise comparativa é definida uma meta ou um nível de referência para as perdas não técnicas de uma determinada área de concessão específica. Caso os níveis regulatórios atuais estejam acima da meta de perdas não técnicas são definidas trajetórias de redução dos níveis regulatórios objetivando auferir as metas em certo período [58]. Todavia, essas trajetórias devem estar em concordância com os limites estabelecidos pela ANEEL.

3.6. Setor Elétrico De São Tomé E Príncipe

3.6.1. Estrutura do setor elétrico

A República de São Tomé e Príncipe (STP) é um arquipélago constituído principalmente por duas ilhas, localizadas no Golfo da Guiné, a 350 km da costa ocidental do continente Africano. Com uma superfície de 1.001 km², este país de língua portuguesa tem uma população de mais de 215 mil habitantes e um produto interno bruto (PIB) equivalente a 419 milhões de euros em 2020 [59]. São Tomé e Príncipe é um país insular em desenvolvimento e com uma economia frágil e altamente vulnerável a choques exógenos [60].

A economia de STP é pouco diversificada e muito dependente da exportação de cacau, que tem reduzido em termos de produção e preços internacionais ao longo dos anos. Em 2019 entrou em operação uma fábrica de óleo de palma, que no primeiro trimestre de 2020 já representava 40% do total de exportações do país.

As atividades econômicas do país têm sido impulsionadas pelos setores de transportes, construção e obras públicas, turismo, agricultura, pequeno comércio e investimento estrangeiro. A economia do país é muito dependente de mercados externos e pouco resistente a choques externos. Enfim, analisando o perfil de pobreza com base no custo dos serviços básicos, 66,2% da população de São Tomé e Príncipe é pobre.

No âmbito do setor energético, institucionalmente o setor é tutelado pelo Ministério das Obras Públicas, Infraestruturas, Recursos Naturais e Ambiente (MOPIRINA), através da Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE) Organismo Central do Estado, que promove a política de energia. Compete ao MOPIRINA definir políticas e diretrizes do setor elétrico, realizar o planeamento e gestão do sistema elétrico nacional, conceder licenças e concessões aos operadores do sector, entre outras funções. Já a DGRNE é responsável por realizar estudos e pesquisas para auxiliar na elaboração, implementação e avaliação de política e do planeamento de recursos naturais energéticos no país, promover e incentivar o aproveitamento racional e integrado dos recursos energéticos endógenos [61].

Na Região Autónoma do Príncipe (RAP) o setor está sob a competência da Secretaria Regional do Ambiente e Desenvolvimento Sustentável.

A Empresa Nacional de Combustíveis e Óleos (ENCO), é a principal fornecedora de combustíveis em STP. ENCO é uma empresa de capital social, tem a Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola (SONANGOL) como a sua principal

acionista (detém 76% do capital da ENCO) [9]. A SONANGOL é uma empresa estatal angolana, responsável por toda a cadeia produtiva de petróleo e gás em Angola, desde a exploração até a comercialização desses combustíveis.

Quanto à estrutura do setor elétrico de STP este é considerado um monopólio verticalmente integrado, sendo o estado o único acionista, que detém o controle de todas as atividades do setor elétrico do país. A Empresa de Água e Eletricidade (EMAE), é uma empresa 100% estatal e responsável por todos os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade.

Após a promulgação do decreto Lei n.º 26/2014, Artigo 7º, que trata da liberalização de serviço de geração de energia elétrica para empresas privadas, à governo iniciou o processo de desagregação do mercado nacional de eletricidade, através da abertura do setor de geração de energia elétrica às empresas privadas. Com isso, foi estabelecida a separação do segmento de geração das outras atividades, com a finalidade de atrair investidores privados e promover competitividade nesse segmento, enquanto os serviços de transporte e comercialização de eletricidade permanecem em monopólio natural e sujeito à regulação governamental [10].

Nesse mesmo período, a Autoridade Geral de Regulação (AGER) foi designada a agência reguladora do setor elétrico nacional. A AGER foi criada nos termos do Decreto-Lei n.º 14/2005, responsável pela regulação e fiscalização dos sectores e serviços de telecomunicações, correios, e também de água e eletricidade, os dois últimos a partir de 2014 [61].

A EMAE detém todo o serviço de operação das redes, tanto de transmissão como de distribuição. A empresa possui duas subestações com uma potência de 13,1 MVA. A rede é composta principalmente por linhas aéreas e cabos subterrâneos, com extensões totais de aproximadamente 603 km, redes de média tensão (MT) de 30 kV (linhas aéreas) e 6 kV (cabos subterrâneos), e baixa tensão (BT) de 0,4 kV [9].

A capacidade total instalada no setor elétrico nacional é de 30,60 MW, porém, somente 20 MW estava disponível em 2019. A matriz elétrica de STP é predominantemente térmica a diesel. Em 2019, a geração total de eletricidade foi de 102,3 GWh, as termoeletricas foram responsáveis por mais de 93% da energia elétrica gerada, e as pequenas centrais hidrelétricas contribuíram com apenas 5,3% da geração, conforme a Figura 3.3.

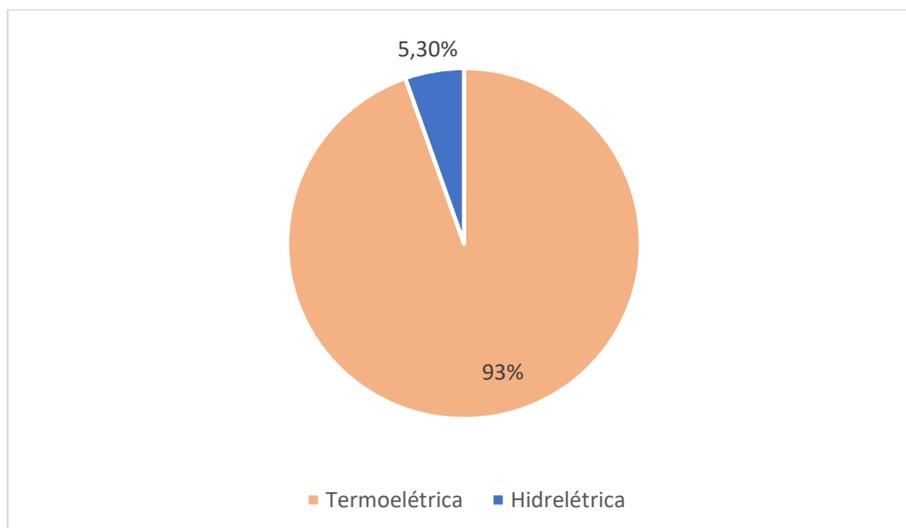


Figura 3.3 - Matriz elétrica de STP. Fonte: Baseado do Relatório da EMAE, 2019

A Figura 3.4 mostra a distribuição do consumo de energia final em STP. A lenha e o diesel são as duas principais fontes de energia mais consumidas no país, respondendo com 40% e 16% de consumo, respectivamente. No entanto, a eletricidade responde apenas com 8% de consumo.

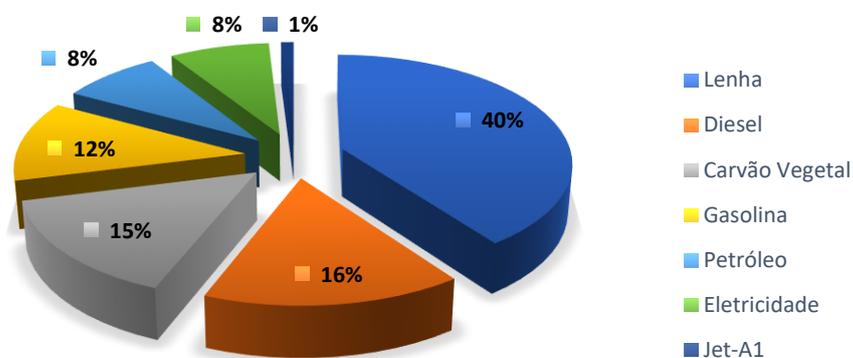


Figura 3.4 - Consumo de energia por fonte. Fonte: Baseado do Relatório da EMAE, 2019.

No que concerne à energia gerada, em 2019 a EMAE respondeu com 98,8% de geração, e a RENERGIA Ltda (produtor independente) somente 1,2%. A contribuição do produtor independente na geração ainda é muito pequena. Não obstante, toda energia gerada por este, é vendida para a EMAE [9].

A empresa com aproximadamente 48.511 consumidores, dos quais, 45.274 conectados no sistema pós-pago de medidores convencionais e 3.237 no sistema pré-pago com contadores eletrônicos. Além disso, apenas 93% dos consumidores possuem os contadores de energia elétrica instalados nas suas residências, dos quais 35% desses contadores já se encontram obsoletos [9]. Diante dessa dificuldade de cobrança pela energia consumida, os créditos comerciais estão a acumular-se. A empresa financia os seus investimentos através de seu ciclo operacional e acumula dívidas aos seus fornecedores.

Atualmente, os consumidores estão divididos em oito categorias (consumidores Residenciais, Comércio, Indústrias, Administração pública, Missões diplomáticas e organizações internacionais, Empresas públicas, Funcionários da EMAE, e Instituições financeiras, companhias de seguros, empresas de telecomunicações, multinacionais, companhias aéreas).

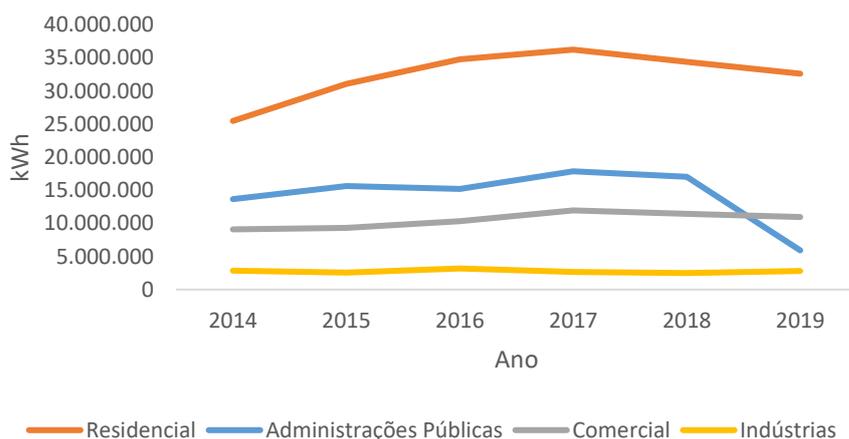


Figura 3.5 - Consumo de Energia por Setor.

3.6.2. Modelo tarifário e mecanismo de formação de tarifa

A tarifa de eletricidade em STP entrou em vigor em 2006. As tarifas passaram por um reajuste em 2007. Desde então, somente a tarifa aplicada à classe de Administração pública foi marginalmente reajustadas em 2009, 2012 e 2013, as restantes permanecem congeladas [9], como pode ser visto na Tabela 3.1.

O Capítulo V do Decreto Legislativo n.º 183, de 2014, estabelece o regime jurídico de organização do setor elétrico nacional, os princípios de regulação e determinação das tarifas, e os procedimentos de revisão tarifária [57,11].

¹De acordo com o referido decreto, as tarifas são determinadas com base nos custos de serviço da EMAE, e fixadas por um período de cinco anos, podendo ser reajustada após três anos ou conforme necessário. O decreto-lei afirma ainda que as tarifas devem refletir os custos operacionais da EMAE, garantir um lucro para a empresa, incentivar a melhoria de eficiência e promoção de economia de energia.

Tabela 3.1 - Evolução das tarifas de eletricidade em STP

Categories de consumidores	2006	2007	2009	2012	2013
Residencial					
Faixa 1 (< = 100 kWh / mês)	0,062	0,077	0,077	0,077	0,077
Faixa 2 (100-300 kWh / mês)	0,081	0,114	0,114	0,114	0,114
Faixa 3 (> 300 kWh / mês)	0,106	0,178	0,178	0,178	0,178
Comercial	0,106	0,178	0,178	0,178	0,178
Industrial	0,106	0,159	0,159	0,159	0,159
Administrações públicas	0,272	0,691	0,457	0,457	0,457
Missões diplomáticas e organizações internacionais	0,152	0,304	0,304	0,304	0,325
Empresas públicas	0,166	0,279	0,279	0,279	0,279
Funcionários da EMAE					
Faixa 1 (< = 100 kWh / mês)	0,019	0,039	0,039	0,039	0,039
Faixa 2 (100-300 kWh / mês)	0,024	0,057	0,057	0,057	0,057
Faixa 3 (> 300 kWh / mês)	0,032	0,089	0,089	0,089	0,089
Instituições financeiras, empresas de telecomunicações, multinacionais, companhias de seguros, companhias aéreas	0,106	0,178	0,178	0,304	0,325

Fonte: (EMAE, 2019)

Como pode ser visto na Tabela 1, para os consumidores da primeira faixa de consumo (consumo mensal menor ou igual a 100 kWh/mês), a tarifa desse grupo corresponde à tarifa “Social”, os demais consumidores estão sujeitos a faixa.

A classe de Administração Público está sujeita a tarifa mais elevada, 0,46 US\$/kWh. Por outro lado, os funcionários da EMAE se beneficiam de um desconto de 50% sobre a tarifa residencial a partir de 2007, por isso é o grupo de consumidores com tarifas mais baixas em relação aos demais.

A EMAE sempre estabeleceu tarifas com preços sociais compatíveis com a renda da população. De acordo com o Relatório das Atividades da EMAE, a empresa vem praticando tarifas com preços abaixo dos custos com o fornecimento de energia elétrica, sem qualquer tipo de compensação ou regulação [9].

¹ As tarifas estão apresentadas em dólares dos EUA (US\$) para possibilitar a comparação entre os países.

Cerca de 85% de clientes (residenciais) da EMAE possuem uma tarifa média 70% inferior ao custo unitário de kWh de eletricidade, e consomem aproximadamente 50% de energia gerada, porém contribuem com apenas 27% de receita total da empresa [9].

Tanto a estrutura tarifária como o nível de tarifa de energia elétrica praticada atualmente não são mais adequados. Do mesmo modo, a procura, a capacidade e a disposição dos consumidores a pagar pela energia elétrica não é a mesma de alguns anos atrás [62]. É necessária uma nova estrutura tarifária que correspondam a esses princípios.

A Figura 3.6 apresenta um comparativo do nível de tarifa residencial em diversos países no mundo. Observa que a tarifa de energia elétrica para os consumidores residenciais de STP pode ser considerada média em relação aos demais países.

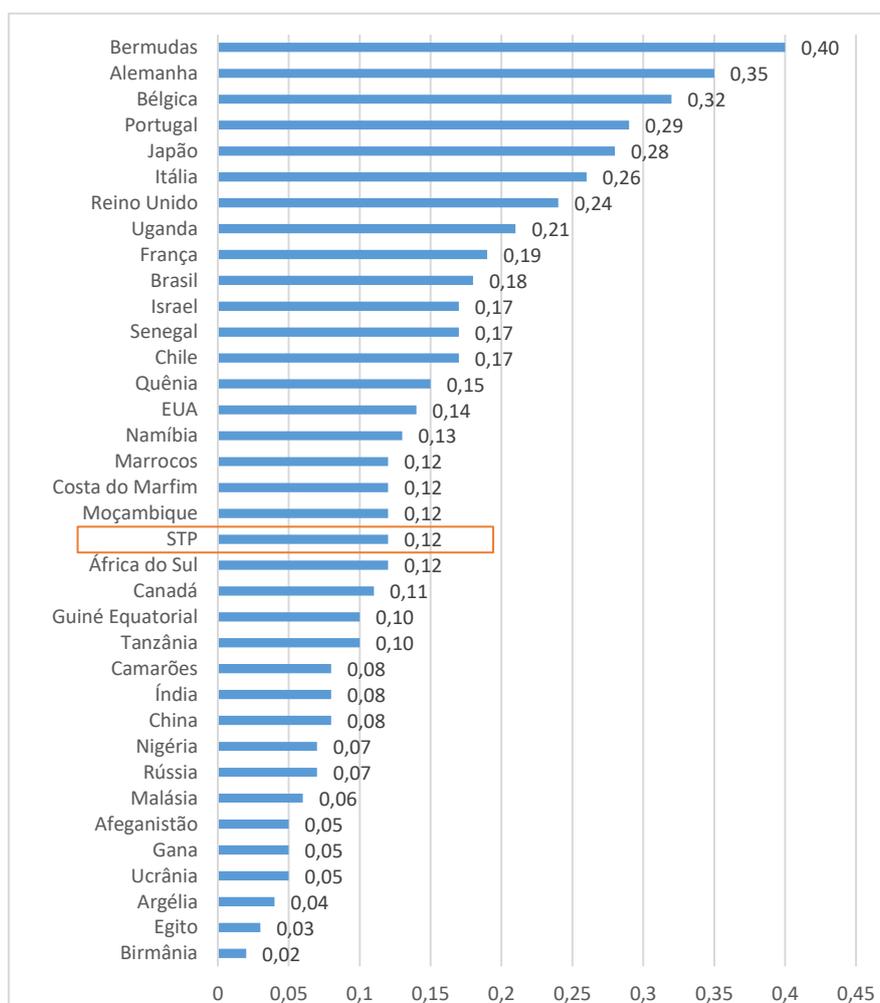


Figura 3.6: Comparativo das tarifas residenciais no mundo. (US\$/MWh). Fonte: Adaptado de [63].

A tarifa de energia da EMAE é constituída por dois componentes principais:

- um preço de "energia" baseado no consumo de energia;
- um preço "fixo" de aluguel do medidor de energia.

O preço da energia é determinado conforme a equação (3.2):

$$P_0 = P_e C + P_f \quad (3.2)$$

onde:

P_0 é o preço antes dos impostos da eletricidade

P_e é o preço da "energia"

C é o consumo de eletricidade no período considerado

P_f é o preço fixo do aluguel do medidor 0,71 US\$/mês para medidores monofásicos e 2,47 US\$/mês para medidores trifásicos.

Teoricamente, a EMAE determina a tarifa com base na análise dos custos do capital e custos operacionais fixos e variáveis. O custo do capital é estimado com base nas análises dos ativos fixos existentes do registro. O registro de ativos fixos contempla todas as contas de ativos fixos, bem como seus valores contábeis, a taxa de depreciação aplicada, depreciação acumulada e patrimônio líquido no final do exercício.

Já os custos operacionais fixos são avaliados com base nas quantidades de equipamentos e infraestruturas em operação, aplicando custos padrão por unidade de trabalho. Os custos operacionais variáveis são constituídos por custos de combustível utilizados para a geração de energia térmica [9]. Por fim, a EMAE não define um método de avaliação dos custos eficientes.

3.6.3. Tratamento Regulatório da Qualidade de Serviço e das Perdas

Na Resolução n.º 020/CA/2017, publicada pela AGER no final de 2017, a reguladora instituiu o regulamento de qualidade de serviço do sector elétrico nacional. A referida resolução estabelece indicadores de continuidade de serviço e os mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.

A AGER destaca o Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema (SAIDI) e o Índice de Frequência Média das Interrupções do sistema (SAIFI) como os principais indicadores de desempenho a ser aplicado no país futuramente [64]. Isso porque, embora esteja "formalmente vigente", todavia, na prática, não é utilizado nenhuma metodologia ou mecanismo de incentivo para determinar os indicadores de continuidade ou melhoria

de qualidade de serviço. Quanto às perdas técnicas, a EMAE não utiliza metodologia específica para a determinação das perdas.

A Tabela 3.2 apresenta de forma resumida a estrutura do setor elétrico e os modelos regulatórios adotados pelos países analisados acima. Observa que dentre os seis países estudados, os três que ainda possuem uma estrutura do setor verticalizada (África do Sul, China e São Tomé e Príncipe), são os que praticam o mesmo modelo regulatório, Regulação por Custo de Serviço, e possuem as tarifas residenciais médias mais baratas comparado aos países com a estrutura do setor elétrico desverticalizada, vide a Figura 6 acima.

Tabela 3.2 – Países com a estrutura do setor elétrico verticalizado versus desverticalizada.

Países	Verticalizado	Desverticalizado	Comercialização	Modelo Regulatório
Reino Unido		X	Varejista Livre	RIIO
França		X	Varejista Livre	Receita Máxima
Brasil		X	Varejista Regulado	Preço Teto/Receita Máxima
China	X		Varejista Regulado	Custo de Serviço
África do Sul	X		Varejista Regulado	Custo de Serviço
São Tomé e Príncipe	X		Varejista Regulado	Custo de Serviço

4. MODELO TAROT (Tarifa Otimizada)

O modelo TAROT (Tarifa Otimizada) é um modelo econômico capaz de descrever o mercado de energia elétrica de forma mais simplificada. Foi desenvolvido como uma ferramenta didática, entretanto, vem se mostrando um modelo idôneo capaz de prever qualitativamente e quantitativamente o comportamento dos agentes em diversas circunstâncias relevantes [5,60,61].

De acordo com [67], o modelo TAROT é uma abordagem holística, que envolve todos principais agentes de mercado (consumidores, empresa de distribuição de energia elétrica, governo), além disso, é possível apresentar nos seus fluxos econômicos, a situação financeira da empresa, no que se refere aos seus investimentos atuais, e aos investimentos almejados pela empresa [63,64,65], conforme apresentado no diagrama da Figura 4.1.

A aplicação da metodologia do modelo macroeconômico TAROT possibilita a otimização para a escolha de tarifação de energia elétrica, uma vez que esse modelo

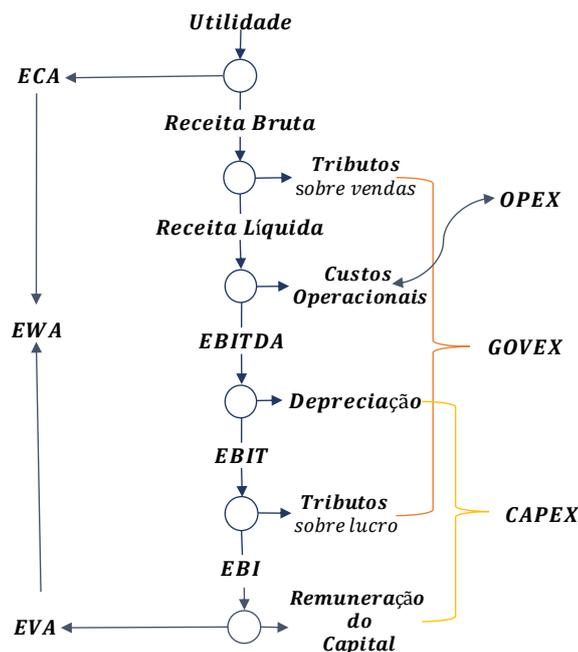


Figura 4.1 - Diagrama de fluxos econômicos do modelo TAROT, Adaptado [66].

faz o uso de um volume reduzido de dados, tendo como finalidade regulatória otimizar o bem-estar socioeconômico produzido pelo mercado de eletricidade [71].

No TAROT, o consumidor é representado através da utilidade ou benefícios econômicos produzidos pelo uso da energia (E) que é fornecida pelas concessionárias. A função utilidade $U(E)$ determina a disposição do consumidor a pagar pela energia, com base na avidez (a) e saciedade (b) proporcionadas pela compra da energia elétrica [69]. Pode ser determinada a partir da equação (4.1):

$$U = aE - \frac{b}{2}E^2 \quad (4.1)$$

onde, E representa a quantidade total de eletricidade consumida.

A avidez (a) do consumidor pode ser calculada como uma função de tarifa de energia (T) e a elasticidade preço-demanda do consumo de energia elétrica (ϵ) como mostra a equação (4.2), e a saciedade do consumidor (b) é calculada conforme a equação (4.3) [69].

$$a = T \cdot \frac{1+\epsilon}{\epsilon} \quad (4.2)$$

$$b = \frac{a-T}{E} \quad (4.3)$$

Nesse modelo, a energia é considerada como um produto com um preço único dado pela tarifa (T). Dessa forma, a empresa tem uma receita bruta, que é calculada conforme a equação (4.4):

$$R_b = T \cdot E \quad (4.4)$$

onde, (E) refere-se à quantidade de energia vendida e o (T) preço pago pela energia, dado pela tarifa.

O ECA (*Economic Consumers Added*) representa o excedente do consumidor, que é a diferença entre a utilidade econômica do uso da energia elétrica e o valor pago por este produto, determinado conforme a equação (4.5):

$$ECA = U - R_b \quad (4.5)$$

Por outro lado, a empresa é avaliada com base no seu valor econômico, e após terem sido pagas as suas despesas, tributos e remunerar o capital investido, obtém-se o lucro ou excedente resultante de sua atividade, conhecido como excedente do produtor EVA (*Economic Value Added*), que é calculado conforme a equação (4.6):

$$EVA = R_b - C \quad (4.6)$$

onde o C é o custo total resultado da soma dos custos operacionais (OPEX), custo de capital (CAPEX), e os tributos (GOVEX), conforme a equação (4.7):

$$C = OPEX + CAPEX + GOVEX \quad (4.7)$$

Os custos operacionais incluem [66]: custo com geração ou aquisição de energia elétrica, custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão, encargos, custo de administração, O&M, perdas de energia, custo anual das instalações móveis e imóveis, etc.

A modelagem das despesas relacionadas aos OPEX leva em conta a dependência de cada um dos componentes do custo em relação à quantidade de energia fornecida (E) e os investimentos na rede (B). Dessa forma, os custos operacionais são determinados conforme a equação (4.8):

$$G = e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \quad (4.8)$$

onde:

e : representa o coeficiente de custos operacionais da rede;

p : o coeficiente de perdas;

B : investimento na rede ou base de remuneração dos ativos.

A estimativa de custos apresentada em (4.8) é apenas uma aproximação simplificadora do que acontece de fato. Contudo, permite uma análise ordenada do assunto e raramente se distancia exageradamente da realidade [65].

Outro componente que faz parte dos custos é o CAPEX, que contempla os custos de capital e pode ser dividido em depreciação dos ativos de rede, juros do capital de terceiros e remuneração dos acionistas [66]. Para determinar a depreciação, estima-se um fator de depreciação médio (d) de acordo com os tipos de equipamentos utilizados no sistema elétrico, e multiplica-se pelo valor do investimento na rede elétrica (B), conforme a equação (4.9):

$$D = d \cdot B \quad (4.9)$$

Já a remuneração do capital investido (Y), é calculado com base no custo médio ponderado de capital (WACC), representado no modelo como r_w (taxa de remuneração do capital investido), conforme a equação (4.10).

$$Y = r_w \cdot B \quad (4.10)$$

Portanto, a receita da empresa deve ser suficiente para cobrir tanto os seus custos operacionais, como também os custos de capital investido e a depreciação dos ativos da rede.

Finalmente, a parte dos custos que corresponde ao GOVEX, consiste em tributos sobre a venda e tributos sobre o lucro, calculados conforme as equações (4.11) e (4.12) respectivamente:

$$Trib_V = \mu * R_b \quad (4.11)$$

$$Trib_L = t * EBIT \quad (4.12)$$

onde:

μ : corresponde à alíquota dos tributos sobre a venda em [%]

t : corresponde à alíquota dos tributos sobre o lucro em [%]

Outro parâmetro que também pode ser determinado a partir do modelo TAROT, é o retorno sobre o investimento (ROI), que representa uma forma de medir os benefícios econômicos do investimento para a empresa em relação à comercialização de energia elétrica [72] ou seja, a relação entre o capital investido e o retorno dos investimentos. É calculado conforme a equação (4.12):

$$ROI = \frac{EBITDA}{B} \quad (4.12)$$

A EBITDA significa lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização. Subtraindo EBITDA a depreciação e amortização, obtém-se o EBIT.

Determinado os parâmetros apresentados anteriormente, é possível determinar o custo total da empresa. Logo, substituindo os componentes de cada custo na equação (4.13), o custo total fica:

$$C = G + D + Y + (t * R_B) + (t * EBIT) \quad (4.13)$$

Fazendo o $EBIT = R_B - G - D - \mu * R_B$, e substituindo na equação 4.13, tem-se que o custo fica, conforme a equação (4.14):

$$C = (1 - t) * (G + D + \mu * R_B) + (t * R_B) + Y \quad (4.14)$$

Substituindo as equações de G, D e Y na equação (4.14), e fazendo algumas manipulações matemáticas, obtém-se o custo total [66], conforme (4.15):

$$C = t * R_B + (1 - t) * \left[e * E + p * \frac{E^2}{B} + \mu * R_B + \left(d + \frac{r_w}{1-t} \right) B \right] \quad (4.15)$$

Considerando o $k = \left(d + \frac{r_w}{1-t} \right)$, e substituindo o k na equação (4.15), o custo total é obtido conforme a equação (4.16):

$$C = t * R_B + (1 - t) * \left[e * E + p * \frac{E^2}{B} + \mu * R_B + k * B \right] \quad (4.16)$$

Por fim, somando-se o excedente do consumidor (ECA) com o valor agregado à empresa (EVA) obtém-se o valor econômico agregado à sociedade, o EWA (*Economic Welfare Added*), conforme a equação (4.17).

$$EWA = ECA + EVA \quad (4.17)$$

Dessa forma, o fluxo econômico do modelo TAROT é expresso conforme a Figura 4.2.

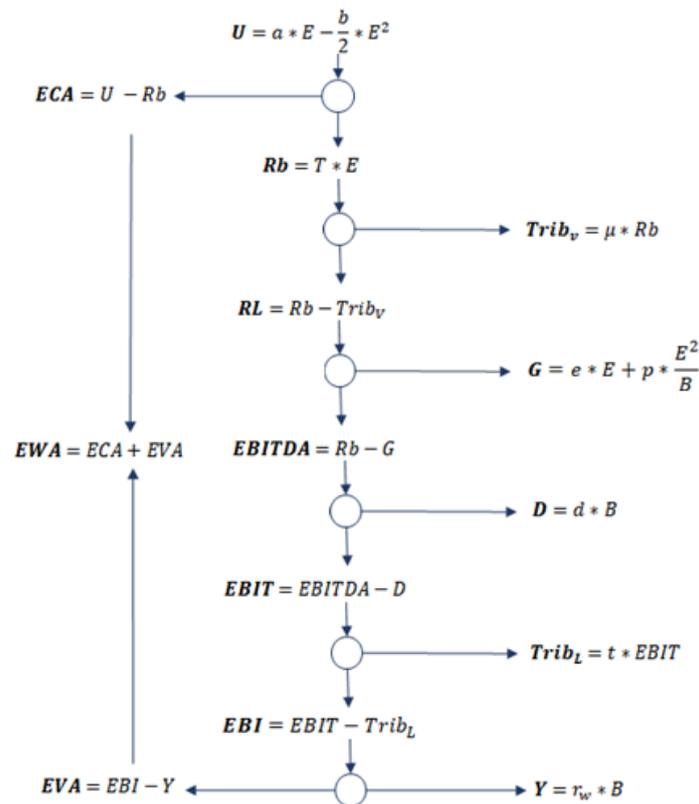


Figura 4.2 - Diagrama do modelo TAROT com as respectivas equações, Adaptado[66].

4.1. A Otimização do Capital Investido

A regulação tarifária tem como propósito maximizar o valor do bem-estar socioeconômico criado pelo mercado de eletricidade. Sob condições de monopólio natural, a tendência das empresas é aumentar a tarifa, a fim de elevar o seu EVA, gerando o valor agregado apenas para o produtor [69].

Nessa situação, [67, 60] explicam que uma solução encontrada pela ANEEL que seja justa tanto para os consumidores como para a concessionária, foi maximizar o valor agregado para a sociedade (EWA) e, para isso, o EVA resultante deve ser igual a zero no início de cada ciclo de revisão tarifária, garantindo o equilíbrio econômico financeiro (EEF) à concessionária com tarifa justa ao consumidor (modicidade tarifária).

O modelo TAROT, permite a otimização da tarifa que maximiza o benefício social com base nos investimentos da concessionária de energia elétrica. Isso é feito, minimizando os custos da concessionária e igualando o EVA a zero, indicando que só haverá excedente do produtor se houver melhoria de eficiência na realização do serviço prestado pela concessionária [73].

Sendo assim, o investimento prudente ou ótimo (B') pode ser calculado a partir do modelo TAROT [69], conforme a equação (4.18):

$$B' = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E \quad (4.18)$$

onde, o k é obtido da seguinte forma: $k = d + \frac{r\omega}{(1-t)}$.

Substituindo a equação 4.18 na equação 4.16, obtém-se a equação do custo minimizado [69], conforme a equação (4.19):

$$C_{Min} = t * R_b + (1 - t) * [(e + 2\sqrt{p * k}) * E + \mu * R_b] \quad (4.19)$$

Finalmente, a tarifa ótima de energia deve cobrir todas as despesas da empresa e garantir os benefícios para os consumidores. Para tanto, o EVA deve ser sempre igual ou maior a zero [69], ou seja, $EVA \geq 0$. Sendo assim, a tarifa ótima é calculada através da equação (4.20),

$$T' = \frac{e + 2\sqrt{p.k}}{1 - \mu} \quad (4.20)$$

A transação de energia no mercado é determinada conforme a equação (4.21):

$$E' = \frac{a - T'}{b} \quad (4.21)$$

Considerando o cenário em que a empresa não é regulada, no caso da EMAE, que não existe regulamentação para determinar o preço, limitando dessa forma o preço ou tarifa da eletricidade. De acordo com [69], em um cenário de monopólio natural sem regulação, a empresa pode objetivar maximizar o seu lucro e, para isso, determina-se o EVA em função da E , como na equação (4.22).

$$EVA = \left(b - \mu b - \frac{p}{B}\right) E^2 + (a - \mu a - e)E - kB \quad (4.22)$$

Assim sendo, a partir do comportamento do mercado consumidor (avidez e saciedade), é possível obter um valor máximo do EVA ($EVA_{m\acute{a}x}$) para determinada venda de energia E' , quando $\frac{\partial EVA}{\partial E} = 0$, E' é determinada conforme a equação (4.23):

$$E' = \frac{(1-\mu)a-e}{2((1-\mu)b-\frac{p}{B})} \quad (4.23)$$

Dessa forma, a empresa pode determinar um preço tarifário (T) a partir da equação (4.24):

$$T' = a - bE' \quad (4.24)$$

Portanto, nesse modelo, a quantidade de energia vendida (E) e o valor máximo do EVA é determinado com base no comportamento do consumidor (avidez e saciedade).

4.2. Indicadores de Análise de Viabilidade Econômica de Projetos

O Valor presente líquido (VPL) é um método de análise de investimento que concentra o valor presente dos custos e receitas do projeto no fluxo de caixa, descontando a uma taxa mínima de atratividade, menos o custo do investimento inicial. A taxa mínima de atratividade (TMA), é a taxa mínima disponível para aplicação do capital, considerando o grau de risco empregado [74]. O VPL pode ser determinado conforme a equação (4.25).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4.25)$$

onde;

I_0 : representa o investimento inicial,

FC_t : é o fluxo de caixa de cada período t ;

i : representa a taxa do desconto (TMA) esperada pelo investidor (% ao período);

n : é o período estimado para o projeto.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que anula o VPL (conforme representado na equação (4.26)), pois esta estabelece um equilíbrio no projeto de tal forma que não haverá ganhos e nem perdas em cima do valor investido, segundo [74]. O projeto é considerado viável quando a TIR é maior que a TMA.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (4.26)$$

Payback descontado é o tempo necessário para a recuperação do investimento, levando em conta o valor do dinheiro no tempo. E é determinado a partir do cálculo do valor presente das entradas de caixa descontados à taxa mínima de atratividade.

O projeto é aceito quando o *Payback* é menor que o período máximo de retorno de investimento estimado pela empresa.

5. MODELAGEM E APLICAÇÃO DO MODELO TAROT

5.1. Considerações iniciais

Atualmente, o modelo regulatório adotado em STP para a determinação tarifária é o modelo de custo de serviço. Uma das desvantagens desse modelo é o incentivo à ineficiência do setor elétrico. Entretanto, a troca desse modelo por um modelo de regulação baseado em incentivos (como preço teto por exemplo), seria difícil, devido à condição atual da EMAE.

De acordo com a análise do Plano de Desenvolvimento de Menor Custo para São Tomé e Príncipe, tanto a EMAE como a AGER, não dispõem de um quadro de referência para definir, estabelecer e monitorar os indicadores de desempenho necessários para a aplicação de regulação por incentivos [62].

Por enquanto, pelo cenário atual da EMAE, o modelo de regulação por custo de serviço seria o mais adequado, até os indicadores de desempenho serem definidos e adicionados no cálculo da taxa de retorno da empresa. Só assim, o regulador poderá prosseguir gradativamente com a aplicação de regulação baseada em incentivos.

Conforme mencionado em [13], os países em desenvolvimento, que parte da sua geração de eletricidade depende de combustíveis importados, são mais propensos à instabilidade de preços, por isso, podem mostrar preferência pela regulação por preço teto para reduzir os impactos da inflação sobre a economia local e nos preços ao consumidor uma vez que nesse modelo os preços são reajustados anualmente com base no índice de inflação. Todavia, para assegurar o equilíbrio econômico financeiro da empresa, é necessário que o agente regulador trabalhe no sentido de garantir receita e evitar prejuízos ainda maiores à empresa EMAE.

Alguns autores como [14] defendem que em condições de monopólio (caso da EMAE), o regulador pode estabelecer o limite de receita considerada aceitável que a empresa pode gerar. Para o autor, limitando a taxa de retorno do capital é possível evitar lucro excessivo de monopólio.

Sendo assim, futuramente, a AGER poderá adotar a regulação por limite de receita ou preço teto para regular a tarifa de energia elétrica da EMAE, uma vez que esses modelos incentivam a concorrência e eficiência na empresa.

5.2. Cálculo dos parâmetros determinísticos do modelo TAROT

Para a simulação do modelo TAROT, utilizou-se os dados financeiros do setor elétrico de STP disponíveis nos Relatórios de Atividade e Contestações Financeiras da

EMAE de 2017, 2018, 2019, e do Relatório do Plano de Desenvolvimento de Menor Custo da Agência Fiduciária de Administração de Projetos (AFAP) em STP de 2019. A partir destes relatórios, foi feita uma análise a fim de identificar as principais características da atual situação financeira da empresa. Dados financeiros da EMAE estão apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Dados financeiros da EMAE²

Dados Financeiros da Empresa	
Quantidade de energia vendida	68,67 (MWh)
Quantidade de energia perdida	33,65 (MWh)
Receita verificada	13,73 (MUS\$)
Custos com combustíveis	22,63 (MWh)/MUS\$
Investimentos na rede	0,36 (MWh)/MUS\$
Taxa de Remuneração do Capital (r_w)	7,40%
Alíquota de Imposto (t)	30%

Fonte: (EMAE, 2019).

Para determinar o valor total dos gastos operacionais da empresa, considerou-se os custos com conexão de sistemas de transmissão e distribuição, custo com aquisição de energia elétrica (incluindo perdas), custos de administração, O&M (incluindo custos com combustíveis), custo anual das instalações móveis e imóveis, encargos setoriais menos outras receitas.

Como a EMAE não dispõe de nenhum método econômico para determinação de custos, para fins de cálculos para a modelagem do modelo TAROT, foi necessário estimar alguns parâmetros como a base de remuneração do capital e o custo médio ponderado de capital. Esses dados foram estimados com base nos dados históricos de conta da EMAE.

Os parâmetros determinísticos do TAROT para a empresa EMAE foram calculados conforme descrito no capítulo anterior, e estão apresentados na Tabela 3.

Os parâmetros avidez (a) e a saciedade (b) foram determinadas a partir das equações (4.2) e (4.3). O coeficiente de custo (e) e coeficiente de perdas (p), podem ser determinados a partir das equações (5.1) e (5.2) [66]:

² Os resultados estão apresentados em dólares dos EUA.

$$e = \frac{\$Operacional - \$Perdas}{E} \quad (5.1)$$

$$p = \$Perdas * \frac{B}{E^2} \quad (5.2)$$

Para calcular o parâmetro avidez (a), foi necessário determinar a Elasticidade Demanda-Preço. Segundo [66], a Elasticidade Demanda-Preço é a variação percentual do consumo dividido pela variação percentual do preço, e pode ser calculada conforme a equação (5.3).

$$\varepsilon_j = \frac{\Delta E_j / E_j}{\Delta T / T} \quad (5.3)$$

onde, ε_j é a elasticidade; E_j corresponde ao consumo (demanda) de energia elétrica da j -ésima classe de consumo: Residencial (R), Comercial (C) e, Industrial (I); e o T é a tarifa média da empresa.

Considerando que a ε_j é a soma da elasticidade em cada classe de consumo, passando o E_j para o outro lado da equação, e dividindo os dois lados da equação (5.3) por E , tem-se que:

$$\varepsilon_R \frac{E_R}{E} + \varepsilon_C \frac{E_C}{E} + \varepsilon_I \frac{E_I}{E} = \frac{\Delta E / E}{\Delta T / T} \quad (5.4)$$

Sabe-se a partir da equação (5.3) que $\frac{\Delta E / E}{\Delta T / T}$ é igual a ε , dessa forma, a equação (5.4) fica:

$$\varepsilon = \varepsilon_R \frac{E_R}{E} + \varepsilon_C \frac{E_C}{E} + \varepsilon_I \frac{E_I}{E} \quad (5.5)$$

Fazendo $\frac{E_j}{\sum_{j=1}^k E_j} = \varphi_j$, e substituindo φ_j na equação (5.5), a elasticidade pode ser determinada conforme a equação (5.6) abaixo:

$$\varepsilon = \varepsilon_R * \varphi_R + \varepsilon_C * \varphi_C + \varepsilon_I * \varphi_I \quad (5.6)$$

onde, o $\varphi_j(\%)$ corresponde à percentagem do consumo de cada classe (residencial, comercial e industrial) agregado ao consumo total.

A Tabela 5.2 apresenta de forma resumida os dados de entrada para a modelagem a partir do TAROT.

Tabela 5.2 – Dados de entrada para a modelagem.

Dados de Entrada		Unidade
μ	Alíquota dos Tributos sobre Venda	%
t	Alíquota dos Tributos sobre o Lucro	%
d	Taxa média de Depreciação das Instalações	%
$r_w = WACC$	Custo Médio Ponderado de Capital depois dos Impostos	%
ε	Elasticidade Demanda-Preço	%
E	Energia Vendida	MWh
$\$O = ES + CT + CE + CAOM + CAIMI - OR$	Custo Operacional	MUS\$
ES	Encargos Setoriais	MUS\$
CT	Custo com Conexão e uso dos sistemas de Transmissão e/ou Distribuição	MUS\$
CE	Custo com aquisição de Energia Elétrica	MUS\$
$CAOM$	Custos de Administração, Operação & Manutenção	MUS\$
$CAIMI$	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis	MUS\$
OR	Outras Receitas	MUS\$
$\$Perdas = T_c.E_p$	Custo das Perdas de Energia Elétrica	MUS\$
T_c	Valor médio pago pela concessionária na compra da energia	MUS\$/MWh
E_p	Energia Total Perdida	MWh
T	Valor médio da Tarifa de Venda da Energia	MUS\$/MWh
RV	Receita Verificada	MUS\$
B	Base de Remuneração do Capital	MUS\$

5.3. Análise dos Resultados

A modelagem foi realizada utilizando dados originais da empresa e dados otimizados. A Tabela 5.1 apresenta os resultados obtidos da modelagem dos parâmetros a , b , e , p e k , para a empresa EMAE.

A Figura 5.3 apresenta o resultado da modelagem da empresa EMAE utilizando o TAROT com os dados originais da empresa obtidos a partir do relatório de conta da referida empresa. Como pode ser verificado na figura, a empresa apresenta um valor de EVA negativo, o que indica o seu desequilíbrio financeiro relatado anteriormente.

Esse resultado reflete a situação atual da empresa. A tarifa praticada pela EMAE é insuficiente para cobrir os seus custos operacionais e os elevados custos com combustível para produção de eletricidade. Diante disso, a receita gerada com a venda de eletricidade não é suficiente para remunerar os seus fornecedores, e a empresa opera a base de dívidas e subsídios. Os seus investimentos são financiados pelo Estado e doadores [75], o que justifica o EVA negativo.

De acordo com [76], o EVA negativo retrata uma remuneração do capital reduzida aos acionistas, e a falência da empresa, uma vez que a sua receita não é suficiente para remunerar os seus acionistas.

Portanto, enquanto o estado for o único acionista da EMAE, e a empresa não gerar lucros suficientes para realizar investimentos na rede e em fontes mais promissoras de produção de energia, o estado continuará a arcar com grande parte das obrigações da EMAE perante terceiros e a empresa continuará na falência.

Uma forma de reduzir os custos com combustíveis para produção de energia, seria incentivar o desenvolvimento de geração distribuída, investindo em geração de energia a partir de fontes renováveis, uma vez que o país apresenta um potencial de recursos renováveis, nomeadamente hídrico e solar [75], que podem ser aproveitados, como energias alternativas para complementar o sistema atual e diversificar a matriz energética de STP.

No entanto, investindo em energias renováveis, a EMAE reduz os custos variáveis de produção, porém, a empresa teria um custo inicial para desenvolver infraestrutura de rede adequada à nova tecnologia de geração, o que implicaria em aumento dos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Contudo, é necessário mensurar os custos-benefícios desse novo sistema para a empresa e para a sociedade como um todo.

Tabela 5.3 – Resultados dos parâmetros de entrada do TAROT

Parâmetros do TAROT	EMAE
a	1,80 (MUS\$ /MWh)
b	0,02 (MUS\$/MWh ²)
e	0,28 (MUS\$/MWh)
p	0,03 (MUS\$ ² /MWh ²)
k	20,57%

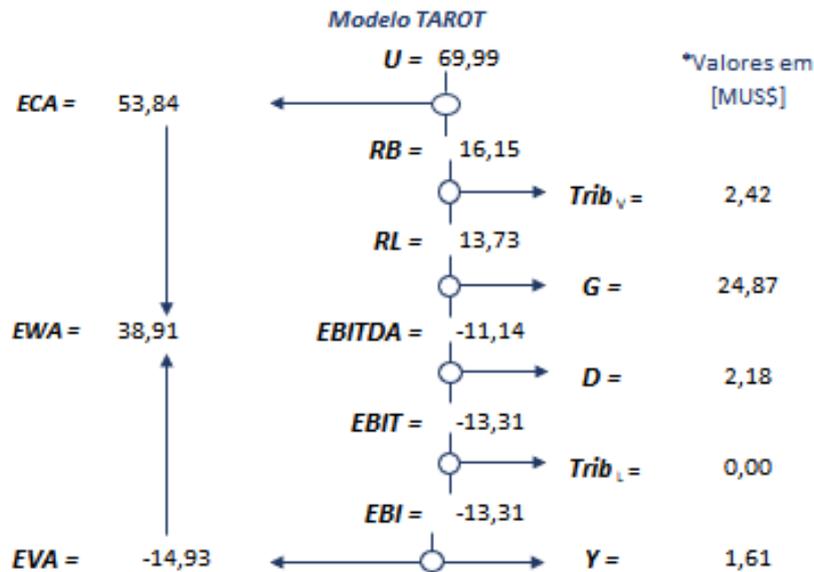


Figura 5.1 - Simulação do TAROT para os dados originais da empresa.

Para a simulação do modelo TAROT para os dados otimizados da empresa, inicialmente calculou-se o investimento otimizado (B^*) a partir da equação (4.18). A tarifa otimizada (T^*) foi determinada a partir da equação (4.20), e calculou-se a energia vendida otimizada com base na equação (4.21). Conforme proposto anteriormente, fixando o $EVA=0$, o TAROT maximiza o valor econômico agregado para a sociedade (EWA). A modelagem do TAROT para os dados otimizados está apresentada no fluxograma da Figura 5.2. Observa que o fluxograma otimizado mostra um cenário ideal de operação eficiente da EMAE, que apresenta uma melhoria no seu equilíbrio econômico financeiro, em que a receita gerada é suficiente para cobrir todos os gastos da empresa e remunerar os seus acionistas.

A tarifa média de venda da energia otimizada foi 0,50 (MUS\$/MWh), ou seja, a otimização da tarifa resultou em um aumento de mais de 100% da tarifa aplicada atualmente, que é de 0,24 (MUS\$/MWh), o que confirma a estimativa estabelecida no Plano de Desenvolvimento de Menor Custo [62]. Isso significa que para o melhor desempenho da EMAE, a tarifa média de venda de energia teria que sofrer um aumento de mais de 100%, o que seria inconsistente com a capacidade e disposição dos consumidores a pagarem pela energia elétrica.

Um estudo realizado recentemente sobre o acesso à eletricidade em STP, aponta que cerca de 42% das famílias não conectadas a rede elétrica, alegam o alto custo inicial de conexão como a principal razão pela qual não estão conectadas à rede, e 15% das famílias alegam o nível de custo da mensalidade. Por outro lado, mais de 94% de população sem acesso estão dispostas a pagar até 18,98 US\$ para conectar-se à rede [77], o custo atual para a conexão à rede de energia elétrica da EMAE é 44 US\$. Então, para algumas famílias são-tomense, o custo inicial de conexão à rede elétrica e o custo de utilização do serviço de eletricidade disponível, são as principais barreiras ao acesso à eletricidade [77].

Portanto, é necessário políticas de apoio para os grupos de baixa renda, que são os mais afetados com aumento das tarifas. Alguns autores defendem que uma forma de mitigar os impactos da reforma tarifária para a população de baixa renda é subsidiar diretamente essas famílias ou estabelecer de forma coerente os níveis de preços de diferentes blocos tarifários.

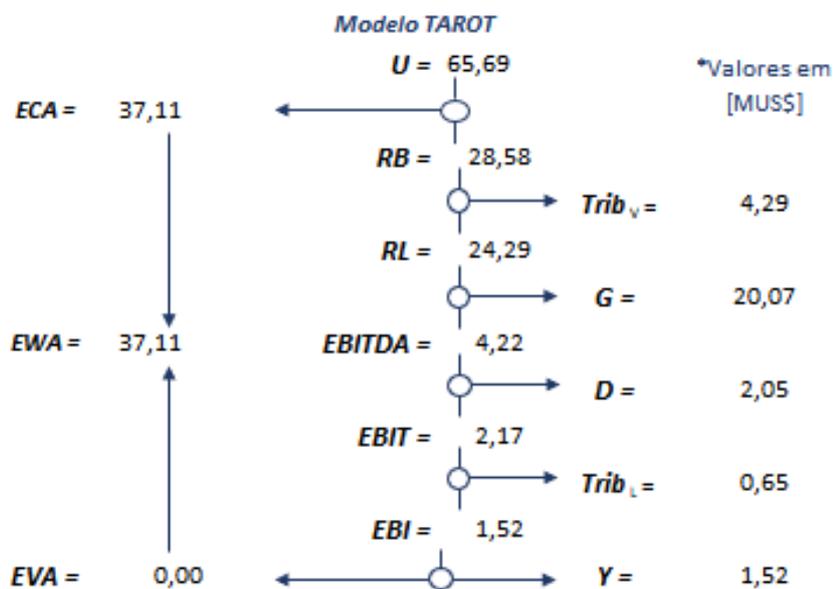


Figura 5.2 - Fluxograma financeiro do TAROT para a EMAE em um cenário de equilíbrio financeiro.

A Figura 1 e 2 do **APÊNDICE A** apresenta a tela completa de simulação do TAROT com os dados originais e otimizados da empresa EMAE, e os respectivos resultados obtidos.

5.4. Impacto do aumento da tarifa para a população de baixa renda

A expansão do setor elétrico e conseqüentemente de número dos acessantes, dependem da sustentabilidade financeira do serviço público e da capacidade dos consumidores a pagar a tarifa. Muitas famílias não conseguem pagar a taxa inicial de conexão, limitando dessa forma a expansão do acesso à eletricidade da rede. Entretanto, governos de diversos países utilizam política de tarifas sociais (descontos concedidos à população de baixa renda) como forma de promover a universalização de acesso a eletricidade e a inclusão de consumidores de baixa renda no sistema elétrico, também, de criar condições para que esse grupo pague por uma tarifa menor que a tarifa aplicada para os demais consumidores.

Conforme apresentado pelo [78], mais de 1 bilhão de pessoas em todo o mundo ainda não têm acesso à eletricidade. Muitos ainda estão sujeitos a um serviço de eletricidade instável, com recorrentes apagões, o que lhes obrigam a recorrerem a autogeração de energia a partir de pequenos geradores a diesel (uma opção mais dispendiosa), ou para os mais desfavorecidos, contentar-se com a iluminação de candeeiros a querosene ou mesmo passar horas no escuro.

De acordo com o relatório *Global Tracking Framework 2015 (World Bank and IEA 2015)*, os principais países com maior número de pessoas sem acesso à energia elétrica estão localizados no continente africano. Em alguns países da África Subsaariana, o índice de acesso à eletricidade é de 20% e duas em cada três pessoas não têm acesso a serviços energéticos modernos [79]. Sendo uma das formas de energia mais utilizada nos países em desenvolvimento, a eletricidade é considerado um insumo estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de longo prazo, estando este diretamente relacionado ao crescimento econômico, segurança e a sustentabilidade de um país [80].

No caso de STP, a universalização de energia elétrica ainda é um desafio para o governo, que vem enfrentando problemas de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. A escassez de eletricidade tem afetado o crescimento econômico e o desenvolvimento social, quando se refere à promoção de serviços públicos como a saúde, educação, saneamento básico, segurança, e conseqüentemente, a qualidade de vida da população.

De acordo com [77], cerca de 29% da população santomense não tem acesso à energia elétrica. Parte dessa população usa o candeeiro ou vela para iluminação. Dos 71%

dos familiares que têm acesso a eletricidade, 69,4% estão conectados à rede da EMAE, enquanto que 1,6% desse grupo não estão conectados à rede. Geralmente, utilizam soluções como mini rede, pequenos geradores a diesel ou mesmo sistema solar Offgrid, conforme apresentado na Figura 5.3.

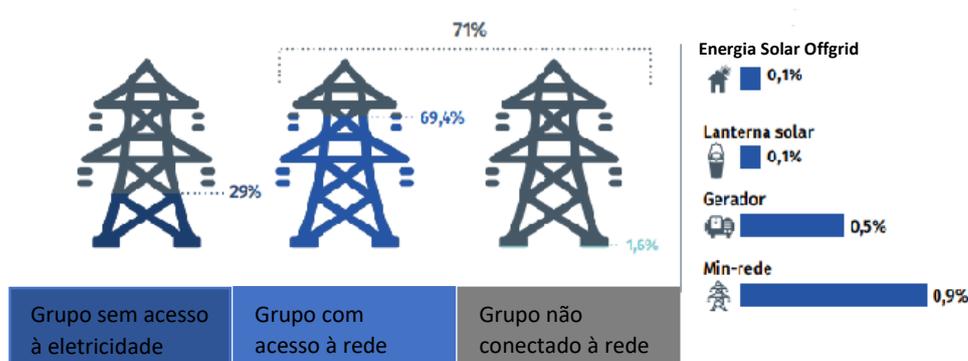


Figura 5.3 - Acesso a eletricidade. Fonte: Adaptado de [77]

O alto custo inicial para conexão de energia é o motivo pelo qual muitas famílias ainda viverem isoladas. Muitas dessas famílias moram em regiões rurais, e em geral, são população de baixa renda, com salário mínimo menor que 36,71 US\$.

Os dados de pesquisa desenvolvida pelo Banco Mundial em 2016, mostram que a incidência de pobreza é significativa no país pois, cerca de 1/3 da população santomense vive com menos de US\$57 por mês, e mais de dois terços da população está abaixo da linha de pobreza. A média das famílias vivem com menos de US\$96 por mês.

No que se refere ao acesso a eletricidade, a maioria dos acessantes conectados no sistema elétrico da EMAE, em geral, são famílias de alta renda. Em 2018 o Banco Mundial com a contribuição do *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)*, iniciou um Inquérito Global sobre o Acesso à Energia com base na Categorização Multinível (*Multi-Tier Framework - MTF*), objetivando o estabelecimento de metas, políticas, e estratégias de investimento para melhorar o acesso à energia, mais especificamente, acesso à eletricidade e soluções para cozinhar. De acordo com o resultado do inquérito publicado em 2019, cerca de 7,2% dos agregados familiares em STP não podem pagar pelos serviços básicos de eletricidade que em geral, corresponde a 365 kWh.

O custo atual de 30kWh por mês corresponde a US\$3,17. Os agregados familiares ligados à rede elétrica consomem em média 122 kWh/mês e gastam

US\$11,62/mês em eletricidade, o que representa em média 7,3% da sua despesa. Porém, as famílias mais desfavorecidas gastam mais de 10% de sua renda com a despesa de eletricidade, enquanto que famílias com uma renda maior gastam menos de 5%.

Ou seja, um aumento de tarifa, impactaria de forma diferente essas duas classes, e por esse motivo, o aumento de tarifa deverá ser gradativamente, sendo necessário criar políticas tarifárias, onde seja possível fornecer 30 kWh de eletricidade (por este ser acessível à grande maioria da população) para população mais vulnerável, de modo a ajudá-las a suprir as suas necessidades básicas de eletricidade, sendo esta uma forma de incluir os mais desfavorecidos no sistema elétrico de energia em STP e compensar a desigualdade de riqueza.

Nesse sentido, políticas de tarifas sociais além de definir um preço de eletricidade que reflete os custos, também garante que a população de baixa renda seja protegida e tenha acesso a eletricidade a preços mais acessíveis.

Sendo assim, como o aumento da tarifa de energia elétrica poderá afetar a população de baixa renda? Baseando na metodologia utilizada pelo [65], onde autor determina “tarifas sociais para políticas públicas sustentáveis baseadas na tecnologia *Smart Grids* para inclusão dos consumidores de baixa renda no consumo de energia elétrica”, determinou-se a tarifa média que as famílias podem vir a pagar diante de um possível aumento tarifário.

Supondo um cenário em que um grupo homogêneo de consumidores que apresentam as mesmas preferências, e estão sujeitos à mesma tarifa de energia, porém, possuem rendas diferentes. Seja T_i a tarifa de energia aplicada pela concessionária, o custo para compra da energia será:

$$C = \sum T_i E_i \quad (5.3)$$

Se Y é a renda, a despesa com eletricidade não pode ultrapassá-la, ou seja, $\sum T_i E_i \leq Y$.

Para modelar a capacidade/disposição do consumidor a comprar/pagar por uma determinada quantidade de energia elétrica para suprir as suas necessidades básicas estando este sujeito a limitação de renda, considera-se um outro produto, enquadrado no mercado, a “não energia” \bar{E} . Deste modo, aplicando o conceito da utilidade de bens e serviços (U, \bar{U}) , tem-se a Energia:

$$U = aE - \frac{b}{2}E^2, \text{ tarifa} = T ;$$

E a “não-energia”:

$$\bar{U} = \bar{a}\bar{E} - \frac{\bar{b}}{2}\bar{E}^2, \text{ tarifa} = \bar{T}$$

Neste estudo, busca-se por uma política tarifária que garanta aos consumidores de baixa renda um consumo mínimo de 30kWh. A energia E em função da renda pode ser obtida a partir da equação (5.4):

$$\frac{E}{E_M} = 1 - \left(\frac{a}{\bar{a}}\right)^{-1} \cdot \left(1 - \frac{Y}{Y_M}\right) \cdot \left(\frac{T}{\bar{T}}\right) \quad (5.4)$$

onde:

$$E_M = \left(\frac{a}{b}\right) \quad Y_M = \frac{\bar{a}\bar{T}}{\bar{b}}$$

Em que E_M é o consumo médio, e Y_M é a renda média do grupo.

Suponhamos que os consumidores estão sujeitos a: $\bar{a}= 1,80$, $\bar{b}=0,02$ e $a=3,6$, $b=0,07$, em que \bar{a} e \bar{b} correspondem à avidez e a saciedade, parâmetros otimizados determinados no capítulo anterior. Os parâmetros a e b foram estimados considerando um aumento na demanda ao longo dos anos e conseqüentemente um aumento na avidez e na saciedade dos consumidores.

Sendo a tarifa média aplicada pela concessionária igual a 0,50 MUS\$/MW (Tarifa otimizada determinada no Capítulo 4), e renda mínima igual a 40 MUS\$, a tarifa com o desconto (T_D) pode ser determinada a partir da equação (5.4), logo:

$$\frac{E}{51,43} = 1 - 0,5 \left(1 - \frac{Y}{45}\right) \frac{T}{0,50}$$

$$E = 51,43 - \left(1 - \frac{Y}{45}\right) \frac{T}{0,020}$$

$$T_D = 0,16 \text{ MUS\$/MWh}$$

O objetivo principal dessa análise é propor uma tarifa que seja equitativa e economicamente mais eficiente, pois, um preço muito elevado pode limitar o aumento de demanda ao sistema elétrico. Por outro lado, uma tarifa equitativa estabelecida com estratégia de cobrança e opções de pagamento promoveria maior universalização de acesso à eletricidade.

De acordo com o trabalho desenvolvido em [81], tarifas fixas baseadas na renda pode ser um meio de tornar a recuperação de custos relativamente progressiva, distribuindo o ônus do pagamento do sistema de eletricidade entre as unidades consumidoras de forma diferente e justa.

6. POSSÍVEIS SOLUÇÕES: FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

A descontinuidade no fornecimento de eletricidade ainda é muito recorrente em STP. Nesse sentido, muitos consumidores adotam outros meios de geração de forma a suprir as suas necessidades elétricas, recorrendo-se a geração de eletricidade a partir de geradores a diesel, embora esta seja uma solução mais dispendiosa, pouco eficiente e causar diversos impactos ambientais.

A grande variabilidade do preço de combustíveis e a preocupação com mudanças climáticas que vem sendo observadas nos últimos anos, representam desafios que impulsionam um planejamento energético baseado em sistemas de geração a partir de fontes de energias renováveis, principalmente através de tecnologias de energia solar, eólica, hídrica, biomassa, bem como os incentivos em eficiência energética.

Por outro lado, é necessário pensar em gerenciamento do lado da demanda e da carga, por meio de mudanças nos padrões de uso da eletricidade de modo a evitar o aumento de capacidade de produção e da taxa de consumo, fazendo o melhor uso dos sistemas já existentes.

Em 2019, o país vivenciou uma série de apagões motivado pela redução de volume de combustível fornecido pela SONANGOL e o aumento de preço do diesel que passou de US\$0,71 para US\$1,04, o que levou o governo são-tomense a deliberar a implementação imediata de alguns projetos de energias renováveis com contratos fechados e aguardavam apenas a assinatura do Estado.

Conforme o relatório de Análise de Política Energética em S.TP [82], a regulamentação de energia renovável ainda é muito prematura, não existe uma lei geral sobre a energia e também não há um planejamento energético. No entanto, após a crise energética de 2019, o governo estabeleceu a partir do Decreto Lei n.º 1/2020, o Regulamento que estabelece o Regime Especial e Transitório para Aquisição de Energia de fontes Renováveis. Este Decreto tem por finalidade permitir a produção independente de energia de origem renovável num regime de exceção, até a consolidação de um quadro jurídico-legal definitivo.

Com isso, o governo estipulou como meta, atingir 50% de inserção de energias renováveis no país até 2030, para promover o desenvolvimento de capacidade geração de energias renováveis no país, com o foco na hidroelétrica e energia solar fotovoltaica (PV).

Além disso, a Organização das Nações Unidas financiou estudos e consultoria de empresas estrangeiras para desenvolver um Plano de Ação Nacional para as Energias

Renováveis (PANER) e Plano de Ação Nacional de Eficiência Energética (PANEE), objetivando apoiar a Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (ONUUDI) e a Direção Geral dos Recursos Naturais e Energia (DGRNE) de STP no âmbito de desenvolvimento de uma visão generalizada de energias renováveis e sustentabilidade no setor elétrico, desde o enquadramento político regulatório, até as barreiras e incentivos existentes para promoção dessas tecnologias de geração e de Eficiência Energética no país.

6.1. Energia Renovável em São Tomé e Príncipe

Apesar de não existirem dados concretos sobre o potencial de energias renováveis em São Tomé e Príncipe, estudos recentes indicam um elevado potencial energético a partir de fontes renováveis, com destaque para energia hídrica e solar [83].

De acordo com os dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INM), em STP, a precipitação média anual varia entre 2.000 mm a 7.000 mm, e a temperatura média anual em STP, varia entre 25,6°C a 30,0°C. O país possui cerca de 50 bacias hidrográficas e mais de 200 cursos de água. Apesar da abundância de recurso hídrico, nem 10% deste é aproveitado, cerca de 4,93% é usada para irrigação agrícola, 0,45% de é aproveitado para abastecimento de água potável, e apenas 2,98% é usado para gerar eletricidade.

Em 2008, a *CECI Engineering Consultants* realizou um estudo das bacias hidrográficas em STP, onde foram identificados mais 34 pontos com capacidade para geração de energia a partir de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com capacidade total de geração de 63MW de potência, o equivalente para produzir mais de 200 GWh de energia [83].

No que se refere ao recurso eólico, o potencial de geração a partir dessa fonte é considerada baixa, uma vez que a velocidade de vento em STP varia entre 2,5 m/s e 5m/s, com maiores registros na região sul da ilha de São Tomé, segundo os dados apresentados pelo *Global Wind Atlas*. Ou seja, o recurso eólico é reduzido, ainda assim, existem alguns projetos eólicos pequenos que foram desenvolvidos por iniciativa privada.

Quanto ao recurso solar, conforme apresentado no *Global Solar Atlas*, a irradiação solar média diária em STP é 4,4 kWh/m².dia, com maior destaque para a região norte do país, conforme pode ser observado na **Figura 6.1** abaixo.



Figura 6.1 - Irradiação média diária no plano horizontal em STP.

De acordo com as pesquisas, não existem dados concretos da real potência instalada de energia solar em STP, porém, a Tabela 6.1 apresenta de forma resumida alguns projetos de sistemas de microgeração distribuída fotovoltaica já executados em várias regiões do país, principalmente nas regiões rurais, alguns projetos partidos de iniciativas públicas e outros privados.

Além desses projetos, após a publicação do Decreto Lei n.º 1/2020, foram assinados mais de 3 projetos de geração de energia solar fotovoltaica com potência igual ou superior a 10 MW. Segundo [83], no âmbito de transição de fonte de geração de eletricidade, prevê-se o desenvolvimento de mais de 45 MW de potência instalada de energia solar em STP.

Tabela 6.1 - Sistemas de Microgeração distribuída de Energia Solar Fotovoltaica em STP.

Projetos	Capacidade Instalada (kW)
Iluminação Pública	20
Residencial	2,8
Comercial	50
Cooperativas Agrícolas/ Comunidade Rural	62
Cooperativas/Associação dos pescadores	1,2
Escolas Rurais	10,6
Edifício das Nações Unidas	45
Hotel Ecológico Praia Inhame	30
Radio comunitário de Porto Alegre	9,6

Fonte: Adaptado de [83].

Com relação a biomassa, cerca de 55% da biomassa vegetal é utilizada em forma de lenha e o carvão vegetal, que constituem a principal fonte de energia para o consumo residencial no país, geralmente usada principalmente para a cocção e o aquecimento.

Conforme apresentado no [83], por ano é gerado cerca de 15,026 toneladas de resíduos orgânicos em STP, o que instigou a implementação de biodigestores para a produção de biogás para cocção em algumas regiões rurais do país como forma de mitigar corte indiscriminado de árvores e desflorestamento.

Além do projeto piloto de biodigestores que foi desenvolvido e financiado por iniciativa privada, depois da deliberação do decreto que incentiva a geração independente de energias renováveis, o governo assinou contrato de projeto de instalação de uma usina de geração de energia a partir de resíduos sólidos urbanos, de uma potência instalada estimada de 12,5 MW [83].

Outro projeto que se encontra em fase a de análise de viabilidade, é do aproveitamento de bagaço de coco gerado pela empresa que produtora de óleo de coco no país. O referido projeto consiste em aproveitamento do bagaço de coco para gerar eletricidade, que será usada na caldeira que opera no processo de secagem de cacau da empresa Saotocau durante o período de alta demanda.

Por fim, o governo tem investido em algumas ações de Eficiência Energética (EE) como alternativas para aumentar a eficiência no sistema elétrico do país e gerar

economia de energia. Sendo responsáveis pela redução de consumo e demanda pela eletricidade em diversos países, a eficiência energética refere-se a um conjunto de ações que visam atender a demanda da sociedade por serviços de energia de forma mais econômica e com menos impacto ambiental. Tais ações consistem em aperfeiçoamentos tecnológicos, melhor gestão e conservação de energia.

No âmbito de programas de EE em STP, em 2015 foi elaborado o Plano de Ação Nacional de Eficiência Energética, com o objetivo de incentivar a criação de normas e legislação de EE (que não existe atualmente), e estimular o governo a investir em desenvolvimento de programas de EE e estudos visando à busca de maior eficiência desde a cadeia produtiva até o consumo de energia no país.

De acordo com [83], parte da necessidade de demanda por eletricidade em STP pode ser suprida apenas com as ações de EE, porém, existem algumas barreiras que precisam ser superadas, como é o caso da inexistência de legislação e normas técnicas, o mercado de tecnologias novas e eficientes muito limitado, ausência de profissionais capacitados na área, falta de conhecimento por parte da população, etc.

Nesse sentido, o PANEE objetivou identificar as ações realizadas atualmente e atrair recursos para a promoção do marco legal e regulamentação de EE, de forma a instigar um mercado sustentável de EE e motivar a população no combate à carência de energia, e uso consciente desta.

Assim sendo, em 2018 foi lançado um projeto piloto de EE, que corresponde na substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes, e lâmpadas fluorescentes compactas por lâmpadas de LED. Também foi criando o Programa de Eficiência Energética para a redução de consumo de eletricidade nos edifícios e iluminação pública. De acordo com o Relatório Nacional do Ponto de Situação, (2019), após a criação do PEE, houve um aumento de investimentos na redução de perdas técnicas nas redes de distribuição, e nas ações de melhoria de eficiência na gestão de energia no setor industrial, comércio e serviços.

Todavia, para o desenvolvimento efetivo da EE no país, o governo deve desenvolver política pública para esse fim, trabalhar no desenvolvimento de legislação e normas técnicas de EE; investir em ofertas de tecnologias mais eficientes a preço acessível para a população; alocar recursos e investir na melhoria no sistema de distribuição e medição de energia e no combate às perdas comerciais; incentivar a qualificação de profissionais com competência na área; intensificar a campanha de

conscientização da população; apoiar os mais desfavorecidos na adequação de instalações elétricas internas das habitações.

O novo cenário previsto para o setor energético são-tomense com a inserção de novas tecnologias de geração a partir de fontes renováveis de energia e EE, demanda um alto volumes de investimento inicial. Para alcançar tais objetivos de políticas energéticas o governo pode criar estratégias de atrair investimentos estrangeiros através de projetos que se enquadram nos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

O MDL é um mecanismo que possibilita participação dos países em desenvolvimento no mercado de comercialização de crédito de carbono. Os países em desenvolvimento podem vender para países desenvolvidos os créditos de projetos que contribuem para o sequestro ou redução das emissões dos Gases do Efeito Estufa (GEEs) [84].

Um dos objetivos desse mecanismo é alcançar o desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento a partir incentivos por meio de investimento em implementação de tecnologias mais limpas e menos nocivas ao meio ambiente, como: substituição de geração de energia a partir de combustíveis fósseis por fontes renováveis de geração, reflorestamento, racionalização do uso da energia, manejo de solo em sistemas integrados. Além de impulsionar a redução das emissões globais, o MDL torna possível a captação de recursos para um desenvolvimento sustentável em países emergentes.

De acordo com [84], para a obtenção de crédito de carbono o projeto precisa atender aos requisitos estabelecidos pelo Conselho Executivo do MDL (CEMDL) da Organização das Nações Unidas (ONU), que é o órgão que avalia e aprova tais projetos. Os projetos do MDL devem passar pelas seguintes etapas: Elaboração do Documento de Concepção do Projeto – DCP, Validação/Aprovação pelo governo do país onde será instalado o projeto, Registro, Monitoramento, Verificação/Certificação pela Entidade Operacional Designada (EOD), e por fim, Emissão e aprovação das RCEs pelo CEMDL.

No período de monitoramento, são coletados e armazenados os dados do projeto que são utilizados para calcular o nível de redução de emissões, que posteriormente serão verificados pelo CEMDL que irá determinar se o projeto atingiu ou não a redução efetiva de emissões de GEEs.

Se a operação do projeto atingir a redução de emissões prevista, os participantes dos projetos ganham a certificação de emissão de carbono ou Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). A RCEs ou Créditos de Carbono, podem ser negociados no mercado

mundial (como *commodities*) com os países desenvolvidos que não conseguiram atingir as suas metas emissões previstas no protocolo de Quioto [84].

À vista disso, a comercialização de crédito de carbono pode ser a oportunidade de STP obter investimentos estrangeiros, uma vez que o país tem potencial para desenvolver projetos que contribuem para redução das mudanças climáticas e atrair recursos financeiros dos países interessados em acordos multilaterais.

6.2. Alternativas de produção de energia como forma de redução de custos operacionais com a geração a partir de combustíveis fósseis

O mercado de energias renováveis ainda é considerado prematuro em STP, tendo em conta o alto nível de investimento inicial para a implementação desse tipo de sistema de geração, além da questão de demanda reduzida por setores de consumo de eletricidade no país. Como forma de diversificar a matriz energética de STP e diminuir a dependência pelo combustível importado, a inserção de fontes de energia mais sustentáveis seria uma alternativa viável para gerar eletricidade e complementar o sistema atual de geração, de forma a garantir maior segurança no atendimento à demanda de energia.

Nesse contexto, além de investir em fontes mais baratas e com menor impacto no meio ambiente, a geração de energia por meio da geração distribuída (geração junto à carga) com fontes renováveis contribuiria na melhoria de eficiência na geração, e na redução significativa dos custos operacionais que a EMAE tem para importar o combustível usado para gerar eletricidade, uma vez que o país apresenta um ótimo potencial de recursos renováveis.

Todavia, embora a implementação dessas tecnologias de geração requer um investimento inicial elevado, o sistema pode compensar ao longo da sua vida útil anos. Seguindo esse pressuposto, realizou-se uma análise de viabilidade econômica para avaliar a viabilidade de implantação de uma usina solar fotovoltaica de 1MW em STP, e identificar o tempo de retorno do investimento.

Para isso, inicialmente considerou-se a instalação de um sistema de minigeração fotovoltaica de 1MW de potência instalada, os equipamentos e os demais componentes do sistema estão apresentados na Tabela 6.2. Também foram adicionados ao investimento inicial do projeto, os custos de instalação de uma PCH de 4,5MW. Os dados do projeto da PCH estão dispostos na Tabela 6.3. O OPEX e CAPEX da instalação de uma PCH

foram obtidos a partir dos dados de custo no site da *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, e varia entre 600 USD/kW e 4500 USD/kW.

Tabela 6.2 - Componentes do sistema fotovoltaico.

Componentes	Custos
Módulos fotovoltaicos	US\$433.202,36
Inversor	US\$34.370,14
Estrutura metálica	US\$137.762,28
Instalação Elétrica	US\$6.053,35
Instalação Estrutural	US\$20.352,88
Materiais elétricos	US\$12.178,47
Custos para implantação de uma PCH (4,5 kW)	US\$61.611,00
Investimento inicial total	US\$705.458,70

Fonte: Autora (2021)

Tabela 6.3 - Características do projeto de PCH.

Turbinas	Quantidade	Potência (MW)	Queda d'água (m)
Francis	2	1,5	45
Pelton	1	2,5	150

Fonte: Autora (2021)

Para avaliar o investimento, utilizou-se os seguintes indicadores de viabilidade econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado. Para isso, foi definido uma taxa mínima de atratividade de 7%, e estimou-se uma vida útil de 25 anos.

Utilizando-se as funções de análise econômica no Microsoft Excel, foi possível determinar o VPL, TIR e o *Payback* descontado para a instalação dos sistemas alternativos de geração de energia. A Tabela 6.4 apresenta a análise de fluxo de caixa e o *Payback* descontado estimado para o sistema, e a Tabela 6.5 os resultados dos indicadores da análise de viabilidade econômica do sistema.

Tabela 6.4 - Estimativa do Payback descontado

Anos	Fluxo de caixa	Valor presente (VP)	Saldo de Investimento
0	\$ -705.458,70		\$ -705.458,70
1	\$ 103.223,55	96470,60	-608988,10
2	\$ 103.223,55	90159,44	-518828,65
3	\$ 103.223,55	84261,16	-434567,49
4	\$ 103.223,55	78748,75	-355818,74
5	\$ 103.223,55	73596,96	-282221,78
6	\$ 103.223,55	68782,21	-213439,57
7	\$ 103.223,55	64282,44	-149157,14
8	\$ 103.223,55	60077,04	-89080,09
9	\$ 103.223,55	56146,77	-32933,32
10	\$ 103.223,55	52473,62	19540,29
11	\$ 103.223,55	49040,76	68581,06
12	\$ 103.223,55	45832,49	114413,55
13	\$ 103.223,55	42834,10	157247,65
14	\$ 103.223,55	40031,87	197279,52
15	\$ 103.223,55	37412,96	234692,48
16	\$ 103.223,55	34965,39	269657,87
17	\$ 103.223,55	32677,93	302335,80
18	\$ 103.223,55	30540,12	332875,92
19	\$ 103.223,55	28542,17	361418,09
20	\$ 103.223,55	26674,93	388093,02
21	\$ 103.223,55	24929,84	413022,86
22	\$ 103.223,55	23298,91	436321,77
23	\$ 103.223,55	21774,69	458096,46
24	\$ 103.223,55	20350,17	478446,63
25	\$ 103.223,55	19018,85	497465,48

Fonte: Autora (2021)

Tabela 6.5 - Resultados dos indicadores da análise de viabilidade econômica.

Resultados	
VPL (US\$)	497.465,48
TIR	14,09%
Payback descontado	10 anos

Fonte: Autora (2021).

Conforme apresentado na Tabela 5, o investimento inicial para os novos sistemas de geração foi de R\$3.590.784,78. Para os cálculos de custos operacionais com uma térmica a diesel (sistema atual) de potência equivalente a 5,5kW, considerou-se apenas os custos com o diesel, não foram considerados os custos com os óleos lubrificantes, nem com a importação, carga e descarga desse combustível. Desse modo, com a inserção de fontes alternativas de geração, a EMAE poderá economizar até US\$ 103.223,55 por ano em gasto com o combustível, deixando de consumir cerca de 13.789,8 litros de diesel por ano.

De acordo com os dados da Tabela 7, o cálculo do *Payback* descontado a uma taxa de 7%, determina um retorno do investimento em 10 anos.

A TIR para o investimento foi de 14%, ou seja, maior que a TMA, confirmando a viabilidade do projeto, com um ganho total de US\$ 497.465,48.

No entanto, a inserção efetiva de energias renováveis em STP dependerá, portanto, de uma reestruturação do setor elétrico, e das políticas e estruturas regulatórias capazes de atrair interesses dos investidores e a concorrências. Serão necessárias reformas tarifárias e políticas apropriadas para atrair investimentos nas novas tecnologias de geração, além de garantir receitas suficientes para pagar os ativos de rede, remunerar os acionistas, e garantir que os custos sejam alocados de maneira justa entre todos os consumidores. Além disso, será necessário um planejamento do mercado e intensificação de investimentos na flexibilidade do sistema de energia no âmbito da melhoria e aprimoramento de infraestrutura de rede para integrar energias renováveis de forma econômica e confiável.

Por outro lado, a implementação de energias renováveis no país, além de diversificar a matriz elétrica santomense, também oferecem benefícios que vão ao encontro com os objetivos do desenvolvimento sustentável, incluindo oportunidades de criação de empregos e desenvolvimento socioeconômico, universalização de acesso à eletricidade, contribui para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e promovem a inovação.

7. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como o objetivo principal a otimização de tarifas de energia elétrica praticada no setor elétrico de STP através de um modelo econômico de mercado, TAROT (Tarifa Otimizada), que a otimiza os investimentos, minimiza os custos, e maximiza o bem-estar socioeconômico.

A partir das simulações realizadas no TAROT, ficou evidente a necessidade de um aumento da tarifa praticada atualmente pela EMAE. Os resultados da modelagem mostraram que a tarifa deverá aumentar mais de 100% do que aplicado atualmente pela EMAE. Todavia, esse aumento da tarifa deve ser feito gradativamente, até a empresa recuperar o seu EEF, e gerar receita suficiente para remunerar os seus acionistas, cobrir os seus custos operacionais e os capitais investidos. No entanto, esse aumento deve ser em conjunto com as políticas tarifárias que salvaguadem os benefícios dos consumidores e as famílias de baixa renda.

Primeiramente, o aumento da tarifa poderá ser aplicado aos consumidores que possuem renda média/alta, visto que o impacto do aumento da tarifa para esse grupo não será tão significativo quanto para os consumidores de baixa renda.

Por outro lado, uma alternativa de mitigar os impactos consequentes do aumento da tarifa é a diversificação de fonte de geração de energia pois, apostar na inserção de energias renováveis como a solar e hidrelétrica na matriz energética contribuiria para a redução dos custos operacionais ao longo prazo, visto que atualmente a importação do diesel para gerar energia elétrica representa mais 80% dos custos operacionais da EMAE.

Além de ser fontes de geração mais baratas e limpas, STP apresenta um elevado potencial de fontes renováveis que podem ser aproveitados nesse sentido. Todavia, o alto investimento inicial demandado para a implementação dessas fontes frente aos riscos associados a essas tecnologias ainda representam uma barreira à ascensão de fontes alternativas em STP. Porém, os resultados da análise de viabilidade econômica realizada neste trabalho mostraram que o retorno de investimento se dá em um tempo hábil, tendo em conta o período do projeto que foi considerado.

Para mais, a EMAE pode reduzir os custos operacionais melhorando a qualidade de energia fornecida aos consumidores através de novos investimentos nas infraestruturas de rede para a redução das perdas na transmissão e distribuição, e na melhoria de qualidade de serviço prestado, implementando medidas de curto prazo para reduzir tanto a duração como a frequência das interrupções de fornecimento criando sistemas de

informação para atender às reclamações dos consumidores, como forma de acelerar a restauração do serviço após interrupções.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, verificou que o problema de energia em STP transcende o setor elétrico, ou seja, envolve também questões políticas e socioeconômicas do país.

Na sua condição de insularidade e baixa densidade demográfica na região que possuem recursos financeiros para aquisição de bens e serviços, acaba não atraindo muito o capital estrangeiro, sendo necessário criar meios de gerar riqueza no país.

Entretanto, no âmbito do setor elétrico em específico, a privatização acompanhada de uma forte regulação séria e efetiva para a fiscalização das atividades seria um caminho para a eficiência e sustentabilidade deste setor, mas não é a solução do problema. É necessário que o governo busque meios de captar recurso externo para desenvolver outras formas de geração de energias economicamente sustentável, iniciando pela comercialização de créditos de carbonos. Para isso, precisa-se desenvolver estratégia de elaboração e de fiscalização de projetos sustentáveis com comprometimento socioambiental, o que requer investimentos, vontade política e boa gestão de recursos externos e internos

RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Avaliar o aumento da tarifa com os novos investimentos na qualidade de energias e redução de perdas na rede;
- Analisar a correlação entre o desenvolvimento econômico e o nível tarifário,
- Determinar a estrutura tarifária com base no perfil de cada grupo de consumidor.
- Realizar um estudo de regulamentação de energias renováveis em STP.

PUBLICAÇÕES:

NOVA, B. R. V.; CARVALHO, H. C.; BORTONI, E. C. Previsão da Demanda Residencial de Eletricidade no Brasil a partir da Análise de Componentes Principais. In: XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020, Online. Planejamento Energético, 2020. v. 1. p. 1-101.

ABREU, T. M.; NOVA, B. R. V.; BORTONI, E. C.; LIMA, J. W. M. Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Uma breve revisão conceitual e perspectivas para o cenário brasileiro. In: XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020, Online. Planejamento Energético, 2020. v. 1. p. 1-101.

NOVA, B. R. V.; BONATTO, B. D.; MARANGON, J. L. Tariff Regulation: Application of the Tarot Economic Model to Optimize the Electricity Tariff Practiced in an Unregulated Company. Energy Policy, p. 1-22, 2021.

REFERÊNCIAS

- [1] N. De Castro *et al.*, “AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES: O PORQUE DAS DIFERENÇAS Desenvolvido como parte do Projeto de P&D PANORAMA E ANÁLISE COMPARATIVA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL COM TARIFAS PRATICADAS EM PAÍSES SELECIONADOS, CONSID,” 2015.
- [2] “Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras Ronaldo Fiani 1,” pp. 1–33.
- [3] E. Hirst, E. Blank, and D. Moskovitz, “Alternative ways to decouple electric utility revenues from sales,” *Electr. J.*, vol. 7, no. 6, pp. 54–66, 1994, doi: 10.1016/1040-6190(94)90185-6.
- [4] J. R. Felício, H. Arango, and B. D. Bonatto, “Uma Análise Sócio-Econômica da Tarifação Diferenciada da Energia Elétrica,” *VIII Conferência Bras. sobre a Qual. da Energ. Elétrica*, no. January, 2014.
- [5] R. G. de Abreu, T. S. de Carvalho, H. Arango, J. P. G de Abreu, B. D. Bonatto, and R. Gouvêa de Abreu, “Modelagem da Expansão e Revisão Tarifária de uma Empresa Elétrica Regulada no Brasil,” *VIII Conferência Bras. sobre a Qual. da Energ. Elétrica*, no. January, 2014.
- [6] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan, C. M. V. Tahan, and M. R. Gouvea, “A model for electricity markets: The impact of regulation on value,” *2008 5th Int. Conf. Eur. Electr. Mark. EEM*, 2008, doi: 10.1109/EEM.2008.4579028.
- [7] L. G. Arango, E. Deccache, B. D. Bonatto, H. Arango, and E. O. Pamplona, “Study of Electricity Theft Impact on the Economy of a Regulated Electricity Company,” *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 567–575, 2017, doi: 10.1007/s40313-017-0325-z.
- [8] L. dos S. B. Maciel, “Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando um Modelo Econômico de Mercado,” *Diss. submetida ao Programa Pós-Graduação em Eng. Elétrica*, 2016.
- [9] Empresa de Água e Eletricidade de São Tomé e Príncipe, “RELATÓRIO E CONTAS,” 2019.
- [10] “Regime Jurídico da Organização do Sector Eléctrico Nacional Regime Jurídico da Organização do Sector Eléctrico Nacional LEI DE BASES DO SECTOR ELÉCTRICO Índice Capítulo I – Disposições Gerais
.....”
- [11] M. Marino, P. Parrotta, and G. Valletta, “Electricity (de)regulation and innovation,” *Res. Policy*, vol. 48, no. 3, pp. 748–758, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.respol.2018.11.005.
- [12] Ivan Camargo Marques de Toledo, “Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro,” *Rev. Bras. Energ.*, vol. 11, no. 2, pp. 1–10, 2005.
- [13] A. Campbell, “Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility

- networks,” *Energy Econ.*, vol. 74, pp. 802–812, 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2018.07.029.
- [14] T. Kuosmanen and T. Nguyen, “Capital bias in the Nordic revenue cap regulation: Averch-Johnson critique revisited,” *Energy Policy*, vol. 139, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111355.
- [15] P. L. Joskow, “Chapter 16 Regulation of Natural Monopoly,” vol. 2, A. M. Polinsky and S. B. T.-H. of L. and E. Shavell, Eds. Elsevier, 2007, pp. 1227–1348.
- [16] J. Dutra, F. M. Menezes, and X. Zheng, “Price regulation and the incentives to pursue energy efficiency by minimizing network losses,” *Energy J.*, vol. 37, no. 4, pp. 45–61, 2016, doi: 10.5547/01956574.37.4.jdut.
- [17] T. G. Weyman-Jones, “RPI-X price cap regulation. The price controls used in UK electricity,” *Util. Policy*, vol. 1, no. 1, pp. 65–77, 1990, doi: 10.1016/0957-1787(90)90010-I.
- [18] D. E. M. S. · D. L. Weisman and Published, “Price cap regulation: What have we learned from 25 years of experience in the telecommunications industry?,” *J. Regul. Econ.*, vol. 38, no. 3, pp. 227–257, 2010, doi: 10.1007/s11149-010-9133-0.
- [19] C. Decker, “Characteristics of alternative price control framework: an overview,” *Neurosci. Lett.*, vol. 44, no. 0, pp. 1–18, 2009.
- [20] M. Armstrong and J. Vickers, “Consumer protection and contingent charges,” *J. Econ. Lit.*, vol. 50, no. 2, pp. 477–493, 2012, doi: 10.1257/jel.50.2.477.
- [21] A. Shleifer, “A Theory of Yardstick Competition,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [22] P. T. S. Shane Greenstein, Susan McMaster, “THE EFFECT OF INCENTIVE REGULATION ON IN FRASTRUCTURE MODERNIZATION: LOCAL EXCHANGE COMPANIES’ DEPLOYMENT OF DIGITAL TECHNOLOGY,” vol. 4, no. 2, pp. 187–236, 1995.
- [23] OFGEM, “RIIO-ED1 Annual Report 2017-18 Publication,” 2019.
- [24] M. A. Crew, “Incentive regulation in the United Kingdom and the United States: Some lessons,” *J. Regul. Econ.*, vol. 9, no. 3, pp. 211–225, 1996, doi: 10.1007/BF00133474.
- [25] A. Romboli, C. Loreti, S. Caldanni, and L. Rosetto, “Output-based regulation - Fields of innovation for energy-grid operators?,” *Arthur D. Little*, pp. 1–16, 2017.
- [26] “Informações Sobre o Modelo da Empresa de Referência,” pp. 1–128.
- [27] G. Medeiros, “Análise de Eficiência de Empresas de Distribuição utilizando DEA e REA,” *Diss. - Univ. Fed. ITAJUBÁ, MG*, pp. 1–111, 2018.
- [28] R. de B. Mesquita, “Regulação de Custos de Distribuição de Energia Elétrica : uma análise comparativa das abordagens de benchmarking utilizadas em países europeus e latino-americanos,” *Tese - Univ. Fed. Minas Gerais, MG*, pp. 1–218, 2017.

- [29] A. de R. de S. P. de S. C. (ARESC), “Nota Técnica ARESC nº 0XX/2017 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA (BRR),” *Agência Regulação Serviços Públicos St. Catarina (ARESC), Florianóp.*, no. 48, pp. 1–22, 2017.
- [30] N. J. de Castro and G. Dantas, “Experiências Internacional em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes,” *Publit Soluções Ed. Rio Janeiro*, pp. 1–445, 2018.
- [31] J. Serrano González and C. Álvarez Alonso, “Industrial electricity prices in Spain: A discussion in the context of the European internal energy market,” *Energy Policy*, vol. 148, no. April 2020, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111930.
- [32] IEA, “France 2016,” *Energy policies IEA Ctries.*, p. 207, 2017.
- [33] C. de R. de L’ Énergie, “Principaux développements des marchés français de l’ électricité et du gaz naturel en 2018 et au premier semestre 2019,” *Rapp. Annu. A LA Comm. Eur. 31 juillet*, pp. 1–97, 2019.
- [34] K. Andriosopoulos and S. Silvestre, “French energy policy: A gradual transition,” *Energy Policy*, vol. 106, no. January, pp. 376–381, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.015.
- [35] IEA (International Energy Agency), “World Energy Outlook 2018: Highlights,” *Int. Energy Agency*, vol. 1, pp. 1–661, 2018.
- [36] C. Energia, “CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS E DO SETOR ELÉTRICO DE PAÍSES E / OU ESTADOS SELECIONADOS,” *Desenvolvido como parte do Proj. P&D Panor. E ANÁLISE Comp. DA Tarif. Energ. ELÉTRICA DO Bras. COM Tarif. Prat. EM PAÍSES SELECIONADOS, CONSIDERANDO A INFLUÊNCIA DO Model. Inst. Vigen.*, no. 1–412, 2014.
- [37] Alwafi Ridho Subarkah, “Competition, Regulation and Price Controls in the GB Retail Energy Market,” *Util. Policy*, vol. 52, no. 2, pp. 59–69, 2018.
- [38] IEA, “United Kingdom 2019 Review,” *Energy Policies IEA Ctries.*, vol. II, pp. 1–6, 2019.
- [39] CMA, “Energy market investigation,” *Compet. Mark. Auth.*, no. June, pp. 1–1417, 2016.
- [40] O. of G. and E. M. (Ofgem), “Report – State of the Energy Market,” pp. 1–109, 2018.
- [41] S. Littlechild, “Competition, regulation and price controls in the GB retail energy market,” *Util. Policy*, vol. 52, no. 63, pp. 59–69, 2018, doi: 10.1016/j.jup.2018.04.007.
- [42] H. Payne, “RIIO to REV: What U.S. Power Reform Should Learn from the U.K.,” *Pace Law Rev.*, vol. 36, no. 1, 2015.
- [43] Z. X. ZHANG, “Energy Price Reform in China,” *Work. Pap.*, vol. 28, no. 04, pp. 1–23, 2018.
- [44] P. Andrews-Speed, “Reform Postponed: The Evolution of China’s Electricity Markets,” *Evol. Glob. Electr. Mark. New Paradig. New Challenges, New Approaches*, pp. 531–567, 2013, doi: 10.1016/B978-0-12-397891-2.00018-3.

- [45] M. Yassin, “Country Analysis Executive Summary : China,” *U.S. Energy Inf. Adm. Int. Energy Stat.*, pp. 1–18, 2021.
- [46] M. G. Pollitt, “Reforming the Chinese electricity supply sector: Lessons from global experience,” *Reforming Chinese Electr. Supply Sect. Lessons from Glob. Exp.*, no. March 2017, pp. 1–260, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-39462-2.
- [47] N. Lei, L. Chen, C. Sun, and Y. Tao, “Electricity market creation in China: Policy options from political economics perspective,” *Sustain.*, vol. 10, no. 5, pp. 1–15, 2018, doi: 10.3390/su10051481.
- [48] W. Energy and O. Special, “Africa energy outlook,” 2018, doi: 10.1787/g2120ab250-en.
- [49] Department of Basic Education, “Government Gazette Staatskoerant,” *Gov. Gaz.*, vol. 583, no. 37230, pp. 1–4, 2014.
- [50] S. Africa, “Multi Year Price Determination (MYPD) METHODOLOGY,” *NERSA (National Energy Regul. South Africa)*, pp. 1–24, 2009.
- [51] K. Khor and F. Aziz, *The Law Reviews - The Energy Regulation and Markets Review*. 2020.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “PORTARIA N° 4.823, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2017,” *A Missão, a Visão e os Valores da ANEEL*, no. D, pp. 1–9, 2021.
- [53] Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS, “RELATÓRIO DA SÍNTESE DA APURAÇÃO MENSAL DE SERVIÇOS E ENCARGOS DA TRANSMISSÃO,” *SÍNTESE DA APURAÇÃO MENSAL, JUNHO, 2019*, pp. 1–14, 2019.
- [54] Eletrobras, “Relatório Anual, 2019,” pp. 1–215, 2019.
- [55] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil), “Balanço Energético Nacional 2020,” *Rio Janeiro EPE*, pp. 7–295, 2020.
- [56] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - ANEEL,” *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, 2016. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. [Accessed: 06-Jun-2021].
- [57] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - ANEEL,” 2016. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. [Accessed: 06-Jun-2021].
- [58] A. N. de E. E.- ANEEL, “Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição _ Submódulo 2.6 - Perdas de Energia,” *Procedimentos Regulação Tarif.*, pp. 1–20, 2015.
- [59] S. T. e Príncipe, “O Produto Interno Bruto, 2020,” *Inst. Nac. ESTATÍSTICA*, pp. 15–16, 2014.
- [60] “São Tomé e Príncipe: aspectos gerais.” [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/pt/country/saotome/overview>. [Accessed: 26-May-2021].
- [61] M. DA JUSTIÇA and M. P. E. A. P. AD, “REGIME JURÍDICO DA

- ORGANIZAÇÃO DO SECTOR ELECTRÍCO NACIONAL,” *DIÁRIO DA REPÚBLICA*, pp. 1–24, 2014.
- [62] R. E. & Environment, “Plano de Desenvolvimento de Menor Custo,” *Relatório para Agência Fiduciária Adm. Proj.*, vol. 2, pp. 1–162, 2018.
- [63] I. A. Brasil, “EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA E A FORMULAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS,” *White Pap. 22, São Paulo*, pp. 1–28, 2020.
- [64] S. T. e Príncipe, “Resolução n.º 020/CA/2017,” *Regulam. Qual. Serviço do Sect. Eléctrico. Diário da República, São Tomé e Príncipe, 29 Dez. 2017*.
- [65] S. A. dos S. Lusvarghi, “Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes,” *Tese -UNIVERSIDADE Fed. ITAJUBÁ, MG*, pp. 1–154, 2016.
- [66] C. CORTEZ, “DESENVOLVIMENTO DO MODELO ECONÔMICO TAROT ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA REGULADA,” *Diss. - Univ. Fed. ITAJUBÁ, MG*, no. 11, pp. 1–127, 2018.
- [67] P. M. D. Dos Santos, E. M. Ribeiro, A. C. Z. De Souza, and B. D. Bonatto, “Analysis of the solar energy contribution in the price of the tariff of a station of supply for electric vehicles using the model TAROT,” *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp.*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395722.
- [68] P. F. Ribeiro, A. C. Z. De Souza, and B. D. Bonatto, “Reflections about the Philosophy of Technology in the Emerging Smart Power Systems,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 195–202, 2017, doi: 10.1109/GreenTech.2017.35.
- [69] C. Cortez, B. D. Bonatto, H. Arango, and M. Castilla, “Aggregated Economic Analysis of the Brazilian Electricity Distribution Companies Using a Regulated Market Economic Model,” *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 693–704, 2020, doi: 10.1007/s40313-020-00572-1.
- [70] L. C. Pereira, S. A. D. S. Lusvarghi, L. G. Arango, H. Arango, and B. D. Bonatto, “Socioeconomic analysis of incentive public policies for the use of renewable energy per consumer class in Brazil,” *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. ISGT LATAM 2015*, pp. 57–62, 2016, doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381130.
- [71] B. D. B. Fabíola Canella Campos, Joseph P. O. S. Minami, Hector Arango, “Revisão Tarifária De Energia Elétrica E Estratégias Para Dissuasão Do Consumo De Energia Elétrica No Cenário De Estiagem,” *Trab. Final Grad. - Univ. Fed. ITAJUBÁ, MG*, pp. 1–8, 2015.
- [72] L. G. Arango, H. Arango, E. Deccache, B. D. Bonatto, and E. O. Pamplona, “Economic Evaluation of Regulatory Tariff Risk Planning for an Electric Power Company,” *J. Control. Autom. Electr. Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 292–300, 2019, doi: 10.1007/s40313-018-00437-8.
- [73] I. O. Cyrillo, “Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário,” *Diss. - Esc. Politécnica da Univ. São Paulo, SP*, pp. 1–123, 2011.

- [74] D. A. Budel and C. Ross, “Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos em residências,” *Trab. Tonclusão Curso - Univ. Fed. St. Maria, RS*, pp. 1–46, 2017.
- [75] “São Tomé e Príncipe Home.” [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/en/country/saotome>. [Accessed: 16-May-2021].
- [76] C. Cortez, H. Arango, and B. D. Bonatto, “Study case of the stochastic tarot® model: Comparison of the economic performance of Brazilian Electric Power Distribution Companies considering the inherent risks of the sector,” *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp.*, no. 1, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395729.
- [77] E. P. e D. R. Marina Brutinel, Yuhan Wang, Bryan Bonsuk Koo, “Relatório de Diagnóstico do Acesso à Energia Baseado numa Categorização Multinível,” *World Bank Gr.*, pp. 1–90, 2019.
- [78] M. Kojima and C. Trimble, “Making Power Affordable for Africa and Viable for Its Utilities,” *Mak. Power Afford. Africa Viable Its Util.*, 2016, doi: 10.1596/25091.
- [79] N. Avila, J. P. Carvalho, B. Shaw, and D. M. Kammen, “O desafio energético na África subsariana : Guia para defensores e decisores políticos Parte I : Produção de energia sustentável e equitativo,” *Série Compact. informação da Oxfam*, vol. 1, pp. 1–87, 2017.
- [80] K. Kaygusuz, “Energy for sustainable development: A case of developing countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1116–1126, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.11.013.
- [81] S. Borenstein, M. Fowlie, and J. Sallee, “Designing Electricity Rates for An Equitable Energy Transition,” no. February, p. 44, 2021.
- [82] P. da R. G. de C. R. de O, Organização das Nações Unidas and S. (GN-SEC), “PLANOS DE AÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA , EM SUPORTE DA VISÃO QUE PRECISAMOS CONSTRUIR ”,” *RELATÓRIO ANÁLISE DA POLÍTICA ENERGÉTICA E LACUNAS DADOS*, 2021.
- [83] G. M. Belizardo Neto, Edchilson Cravid, “ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE RELATÓRIO NACIONAL DO PONTO DE SITUAÇÃO,” *ALER – Lusoph. Renew. Energy Assoc.*, no. November, 2020.
- [84] R. S. Alves, L. A. D. Oliveira, and P. D. L. Lopes, “CRÉDITO DE CARBONO : O mercado de crédito de carbono no Brasil,” *X Simpósio Excel. em Gestão e Technol.*, 2013.

APÊNDICE A – Exemplo de tela de simulação do TAROT com os dados originais e otimizados (sucessivamente) da EMAE.

TAROT-Distribuidora			EMAE
Estado			STP
Região			Nordeste
Origem do Capital			Público Estatal
Número de unidades consumidoras	un.		48.511
Extensão das redes de distribuição	km		603,00
Dados da Revisão Tarifária			
Processo Tarifário			RTP 2º Ciclo
Ano			2019
Data			31/12/2019
TAROT			
Dados de Entrada			
$\varepsilon =$	Elasticidade-Preço do Consumo de Energia Média entre as Classes de Consumo	%	15%
$\mu =$	Alíquota dos Tributos sobre Venda (ICMS/PIS/COFINS)	%	15%
t =	Alíquota dos Tributos sobre o Lucro (IPRJ/CSLL)	%	30%
d =	Taxa Média de Depreciação das Instalações	%	10%
$r_w =$	Custo Ponderado de Capital (WACC)	%	7%
E =	Quantidade de Energia Vendida (Mercado)	MWh	68,671
$E_p =$	Energia Total Perdida	MWh	33,66
$T_c =$	Valor Médio pago pela Concessionária na Compra de Energia	MUS\$/MWh	0,172
RV =	Receita Verificada	MUS\$	13,728
$IRT_{ENC} =$	Efeito médio de Reposicionamento tarifário para o Consumidor	%	0%
B =	Base de Remuneração dos Ativos	MUS\$	21,769
ES =	Custo com Encargos setoriais	MUS\$	0,203
CT =	Custo com Conexão e uso dos sistemas de Transmissão e/ou Distribuição	MUS\$	0,355
CE =	Compra de Energia	MUS\$	0,515
CAOM =	Custos de Administração, Operação e Manutenção, Receitas Irrecuperáveis	MUS\$	25,684
CAIMI =	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades)		0,392
OR =	Outras Receitas	MUS\$	2,284
T =	Tarifa Média de Venda da Energia, calculado conforme	MUS\$/MWh	0,24
SPerdas =	Custo total das Perdas	MUS\$	5,77
SOperador =	Valor Total dos Gastos da Empresa	MUS\$	24,87
Variáveis Calculadas			
a	Avidez	MUS\$/MWh	1,80
b	Sociedade	MUS\$/MWh ²	0,02
e	Coef. dos Custos de Venda da Energia	MUS\$/MWh	0,28
p	Coef. das Perdas de Energia	MUS ² /MWh ²	0,027
Variáveis Otimizadas			
k	Coefficiente k	%	20,6%
T*	Tarifa Média de Venda da Energia Otimizada	MUS\$/MWh	0,501
E*	Quantidade de Energia Vendida Otimizada	MWh	57,02
B*	Base de Remuneração dos Ativos	MUS\$	20,52
TAROT Dados Otimizados			
U	Utilidade	MUS\$	65,69
RB	Receita Bruta	MUS\$	28,58
Trib _v	Tributos sobre a Venda (ICMS/PIS/COFINS)	MUS\$	4,29
RL	Receita Líquida	MUS\$	24,29
G	Gastos	MUS\$	20,07
EBITDA	Earnings Before Interests and Taxes and Amortization	MUS\$	4,22
D	Depreciação	MUS\$	2,05
EBIT	Earnings Before Interests and Taxes	MUS\$	2,17
Trib _l	Tributos sobre o Lucro (IPRJ/CSLL)	MUS\$	0,65
EBI	Earnings Before Interests	MUS\$	1,52
Y	Remuneração do Capital Investido	MUS\$	1,52
EVA	Valor Econômico Agregado à Empresa	MUS\$	-
ECA	Valor Econômico Agregado ao Consumidor	MUS\$	37,11
EWA	Valor Econômico Agregado à Sociedade	MUS\$	37,11

Selecionar Revisão Tarifária

Dados do TAROT

Original

Dados da Distribuidora

Sigla Distribuidora EMAE
 Nome Empresa Empresa de Água e Eletricidade
 Estado STP
 Região Nordeste
 Origem do Capital Público Estatal

Dados da Revisão Tarifária

Ciclo de Revisão Tarifária RTP 2º Ciclo
 Data da Revisão em Processamento 31/12/2019
 Número de unidades consumidoras 48.511 [un.]
 Extensão das Redes 603,00 [km]

Dados de Entrada

• Processos Tarifários

$\mu = 15,00\%$
 $t = 30,00\%$
 $d = 10,00\%$
 $r_w = 7,40\%$
 $E = 68,67$ [MWh]
 $E_p = 33,66$ [MWh]
 $T_c = 0,17$ [MUSS/MWh]
 $IRT_{BNC} = -$
 $RV = 13,73$ [MUSS]
 $B = 21,77$ [MUSS]
 $ES = 0,20$ [MUSS]
 $CT = 0,36$ [MUSS]
 $CE = 0,51$ [MUSS]
 $CAOM = 25,68$ [MUSS]
 $CAIMI = 0,39$ [MUSS]
 $OR = 2,28$ [MUSS]

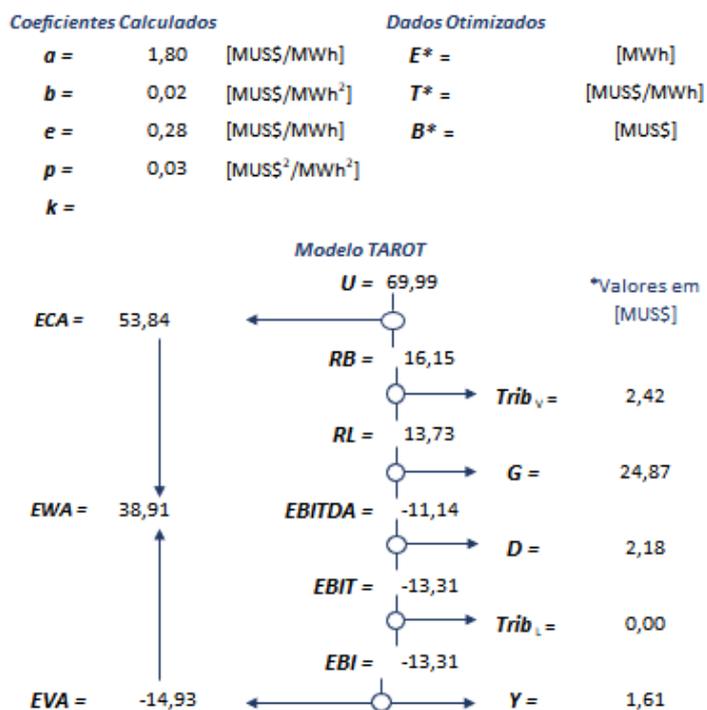
• Calculados

$T = 0,24$ [MUSS/MWh]
 $\$ Perdas = 5,77$ [MUSS]
 $SOperacional = 24,87$ [MUSS]

Elasticidade Consumo-Tarifa

15,00%

TAROT - Tarifa Otimizada



Dados da Distribuidora

Sigla Distribuidora EMAE
 Nome Empresa Empresa de Água e Eletricidade
 Estado STP
 Região Nordeste
 Origem do Capital Público Estatal

Dados da Revisão Tarifária

Ciclo de Revisão Tarifária RTP 2º Ciclo
 Data da Revisão em Processamento 31/12/2019
 Número de unidades consumidoras 48.511 [un.]
 Extensão das Redes 603,00 [km]

Dados de Entrada

• Processos Tarifários

μ = 15,00%
 t = 30,00%
 d = 10,00%
 r_w = 7,40%
 E = 68,67 [MWh]
 E_p = 33,66 [MWh]
 T_c = 0,17 [MUS\$/MWh]
 IRT_{BMC} = -
 RV = 13,73 [MUS\$]
 B = 21,77 [MUS\$]
 ES = 0,20 [MUS\$]
 CT = 0,36 [MUS\$]
 CE = 0,51 [MUS\$]
 $CAOM$ = 25,68 [MUS\$]
 $CAIMI$ = 0,39 [MUS\$]
 OR = 2,28 [MUS\$]

• Calculados

T = 0,24 [MUS\$/MWh]
 S_{Perdas} = 5,77 [MUS\$]
 $S_{Operacional}$ = 24,87 [MUS\$]

TAROT - Tarifa Otimizada

Elasticidade Consumo-Tarifa 15,00%

Coeficientes Calculados		Dados Otimizados	
a =	1,80 [MUS\$/MWh]	E^* =	57,02 [MWh]
b =	0,02 [MUS\$/MWh ²]	T^* =	0,50 [MUS\$/MWh]
e =	0,28 [MUS\$/MWh]	B^* =	20,52 [MUS\$]
p =	0,03 [MUS\$ ² /MWh ²]		
k =	20,57%		

