
A PRODUÇÃO DO CONHECIMENTO NA ENGENHARIA ELÉTRICA

Jancer Destro
João Dallamuta
Marcelo Granza
(Organizadores)

 **Atena**
Editora

Ano 2019

Jancer Destro
João Dallamuta
Marcelo Granza
(Organizadores)

A produção do Conhecimento na Engenharia Elétrica

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora
Copyright © Atena Editora
Copyright do Texto © 2019 Os Autores
Copyright da Edição © 2019 Atena Editora
Editora Executiva: Profª Drª Antonella Carvalho de
Oliveira Diagramação: Karine de Lima
Edição de Arte: Lorena Prestes
Revisão: Os Autores

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores. Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Conselho Editorial

Ciências Humanas e Sociais Aplicadas

Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Deyvison de Lima Oliveira – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionale delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Ciências Agrárias e Multidisciplinar

Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Alexandre Igor Azevedo Pereira – Instituto Federal Goiano
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas

Ciências Biológicas e da Saúde

Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Benedito Rodrigues da Silva Neto – Universidade Federal de Goiás
Prof.^a Dr.^a Elane Schwinden Prudêncio – Universidade Federal de Santa Catarina
Prof. Dr. José Max Barbosa de Oliveira Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof.^a Dr.^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Prof.^a Dr.^a Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof.^a Dr.^a Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof.^a Dr.^a Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará
Prof.^a Dr.^a Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

Conselho Técnico Científico

Prof. Msc. Abrãao Carvalho Nogueira – Universidade Federal do Espírito Santo
Prof.^a Dr.^a Andreza Lopes – Instituto de Pesquisa e Desenvolvimento Acadêmico
Prof. Msc. Carlos Antônio dos Santos – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof.^a Msc. Jaqueline Oliveira Rezende – Universidade Federal de Uberlândia
Prof. Msc. Leonardo Tullio – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Welleson Feitosa Gazel – Universidade Paulista
Prof. Msc. André Flávio Gonçalves Silva – Universidade Federal do Maranhão
Prof.^a Msc. Renata Luciane Polsaque Young Blood – UniSecal
Prof. Msc. Daniel da Silva Miranda – Universidade Federal do Pará

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)	
P964	A produção do conhecimento na engenharia elétrica [recurso eletrônico] / Organizadores Jancer Destro, João Dallamuta, Marcelo Granza. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-85-7247-365-1 DOI 10.22533/at.ed.651192905 1. Engenharia elétrica – Pesquisa – Brasil. I. Destro, Jancer. II. Dallamuta, João. III. Granza, Marcelo. CDD 623.3
Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422	

Atena Editora

Ponta Grossa – Paraná - Brasil

www.atenaeditora.com.br

contato@atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

A engenharia elétrica tornou-se uma profissão há cerca de 130 anos, com o início da distribuição de eletricidade em caráter comercial e com a difusão acelerada do telégrafo em escala global no final do século XIX. Na primeira metade do século XX a difusão da telefonia e da radiodifusão além do crescimento vigoroso dos sistemas elétricos de produção, transmissão e distribuição de eletricidade, deu os contornos definitivos para a carreira de engenheiro eletricitista que na segunda metade do século, com a difusão dos semicondutores e da computação gerou variações de ênfase de formação como engenheiros eletrônicos, de telecomunicações, de controle e automação ou de computação.

Produzir conhecimento em engenharia elétrica é portando pesquisar em uma gama enorme de áreas, subáreas e abordagens de uma engenharia que é onipresente em praticamente todos os campos da ciência e tecnologia.

Neste livro temos uma diversidade de temas, níveis de profundidade e abordagens de pesquisa, envolvendo aspectos técnicos, científicos e humanos. Aos autores, agradecemos pela confiança e espírito de parceria.

Boa leitura.

Jancer Destro
João Dallamuta
Marcelo Granza

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
A TENDÊNCIA DE CRESCIMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	
Frank Wesley Rodrigues	
Joel Adelaide Medeiros	
Kaique Rhuan de Azevedo Albuquerque	
Diego Henrique da Silva Cavalcanti	
Rafael Pereira de Medeiros	
Jean Torelli Cardoso	
Hugo Rojas Espinoza	
DOI 10.22533/at.ed.6511929051	
CAPÍTULO 2	13
AVALIAÇÃO ENERGÉTICA PREDIAL DO BLOCO I DO CENTRO UNIVERSITÁRIO DE PATOS DE MINAS	
Bruna Maria Pereira de Sousa	
DOI 10.22533/at.ed.6511929052	
CAPÍTULO 3	30
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EM ESTABELECIMENTO DE ENSINO LOCALIZADO EM TERESINA-PI	
Cristiana de Sousa Leite	
Emerson Ribeiro Rodrigues	
Hericles Araújo Lima	
Marcus Vinicius Sampaio de Sousa	
DOI 10.22533/at.ed.6511929053	
CAPÍTULO 4	40
TARIFA BINÔMIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B: UMA PROPOSTA ADERENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO BRASILEIRO	
Lorena Cardoso Borges dos Santos	
Cristiano Silva Silveira	
Rafael de Oliveira Gomes	
Carlos Cesar Barioni de Oliveira	
Denis Antonelli	
Jairo Eduardo de Barros Alvares	
DOI 10.22533/at.ed.6511929054	
CAPÍTULO 5	52
NOSTANDBY – ELIMINAÇÃO DO CONSUMO STAND BY EM APARELHOS ELETRÔNICOS	
Tiago Terto de Oliveira	
Marcony Esmeraldo de Melo	
Odailton Silva de Arruda	
Lucas Félix Magalhães	
Eveni Pereira Cosme	
DOI 10.22533/at.ed.6511929055	

CAPÍTULO 6	65
RESSARCIMENTO DE DANOS ELÉTRICOS CARIMBO DO TEMPO COMO FERRAMENTA PARA MITIGAÇÃO DO RISCO DE TRANSGRESSÃO DE PRAZOS REGULADOS	
Alex Calvo Vieira Neiva Beatriz Ferreira Silva Vicentin	
DOI 10.22533/at.ed.6511929056	
CAPÍTULO 7	72
PROJETO DE OUVIDORIA DA DISTRIBUIÇÃO DA EDP SÃO PAULO – ANÁLISE DE DEMANDA DE MAIOR IMPACTO	
Márcia Lúcia Lopes de Souza Jesus	
DOI 10.22533/at.ed.6511929057	
CAPÍTULO 8	80
SOOA – SISTEMÁTICA OTIMIZADA DE OPERAÇÃO DE ATIVOS	
Edcarlos Andrade Amorim Lorenzo Zandonade Carnielli Mikaelle Lucindo do Nascimento	
DOI 10.22533/at.ed.6511929058	
CAPÍTULO 9	89
SISTEMA GESTOR DE AJUSTES DE MEDIÇÕES DE FRONTEIRA – COPEL DISTRIBUIÇÃO	
Frank Toshioka	
DOI 10.22533/at.ed.6511929059	
CAPÍTULO 10	102
FERRAMENTA PARA AUXILIAR EQUIPE DE CAMPO NA LOCALIZAÇÃO DE ESTRUTURAS DE LINHAS DE ALTA TENSÃO	
Mariana Spadetto Leão Helion da Silva Porcari	
DOI 10.22533/at.ed.65119290510	
CAPÍTULO 11	111
APLICAÇÃO DE TECNOLOGIA PRÉ-FABRICADA EM SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO COMPACTAS DA ELEKTRO	
José Augusto Ferraz Gabriel Vinicius Caciatore de Souza	
DOI 10.22533/at.ed.65119290511	
CAPÍTULO 12	119
EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO LIMITES AOS PESOS PARA DEA E REA	
Lorena Cardoso Borges dos Santos Rafael de Oliveira Gomes Luana Medeiros Marangon Lima Anderson Rodrigo de Queiroz Giulia Oliveira Santos Medeiros José Wanderley Marangon Lima	
DOI 10.22533/at.ed.65119290512	

CAPÍTULO 13	133
ANÁLISE E PROPAGAÇÃO DAS INCERTEZAS NA ESTIMAÇÃO DO TEMPO DE TRÂNSITO ULTRASSÔNICO BASEADO NO MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO VISANDO A MEDIÇÃO DE VELOCIDADE DO VENTO	
Felipe Augusto Oliveira dos Santos Juan Moises Mauricio Villanueva	
DOI 10.22533/at.ed.65119290513	
CAPÍTULO 14	149
DIVERSIDADE E INCLUSÃO: GESTÃO DE PESSOAS COM DEFICIÊNCIA NO AMBIENTE DO TRABALHO	
Ana Paula Pinheiro de Azambuja Amaral Ligia Regina Pauli Regina Maria Joppert Lopes Yvy Karla Bustamante Abbade	
DOI 10.22533/at.ed.65119290514	
CAPÍTULO 15	161
ROTAS INTELIGENTES - UTILIZAÇÃO DE GPS DE NAVEGAÇÃO PARA GEOLOCALIZAÇÃO DE ATIVOS E CONSUMIDORES DA ENERGISA A PARTIR DE PONTOS DE INTERESSE _POI_	
Cleyson Cloves do Carmo	
DOI 10.22533/at.ed.65119290515	
CAPÍTULO 16	164
ENGAJAMENTO DE ESTUDANTES DE ESCOLAS PÚBLICAS NA ÁREA DAS GRANDES ENGENHARIAS: UMA PROPOSTA DE MOTIVAÇÃO E REDUÇÃO DA DISPARIDADE NA PRESENÇA DE ESTUDANTES DE ESCOLAS PÚBLICAS NO ENSINO SUPERIOR	
Anyelle Keila F. de Queiroz Rayanna Maria de O. Francklim Raimundo Carlos S. Freire	
DOI 10.22533/at.ed.65119290516	
SOBRE OS ORGANIZADORES	174

TARIFA BINÔMIA PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B: UMA PROPOSTA ADERENTE AO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO BRASILEIRO

Lorena Cardoso Borges dos Santos

Companhia Paulista de Força e Luz, Gerência de
Regulação Estratégica
Campinas – SP

Cristiano Silva Silveira

Daimon Engenharia e Sistemas
São Paulo – SP

Rafael de Oliveira Gomes

Companhia Paulista de Força e Luz, Gerência de
Regulação Estratégica
Campinas – SP

Carlos Cesar Barioni de Oliveira

Daimon Engenharia e Sistemas
São Paulo – SP

Denis Antonelli

Daimon Engenharia e Sistemas
São Paulo – SP

Jairo Eduardo de Barros Alvares

Companhia Piratininga de Força e Luz, Gerência
de Regulação Estratégica
Campinas – SP

RESUMO: Este trabalho apresenta uma proposta de construção de tarifas na modalidade tarifária binômica para consumidores de baixa tensão do Brasil. As novas tarifas têm o objetivo de garantir uma alocação justa dos custos com a rede de distribuição, reduzindo os possíveis subsídios cruzados existentes, além de introduzir um efeito estabilizador da receita de

parcela B das distribuidoras frente a cenários de forte redução de mercado e evitar distorções tarifárias hoje existentes na atual estrutura monômica. A proposta idealizada é norteada pelas seguintes premissas: i) simplicidade e razoabilidade, almejando-se total transparência e reprodutibilidade dos cálculos; ii) impacto mínimo nos procedimentos regulatórios vigentes garantindo total aderência ao atual arcabouço regulatório brasileiro; iii) manutenção da modicidade, equidade e responsabilidade de uso da rede na definição de tarifas de fornecimento.

PALAVRAS-CHAVE: Tarifa binômica; estrutura tarifária; distribuição de energia; consumidores do Grupo B.

ABSTRACT: This paper presents a proposal for the construction of tariffs in the binomial tariff modality for low voltage consumers in Brazil. The new tariffs have the objective of guaranteeing a fair allocation of costs with the distribution network, reducing possible existing cross subsidies, as well as introducing a stabilizing effect of distribution companies CAPEX and OPEX revenue related to the use of their power grid in the face of strong market reduction scenarios and avoiding distortions today in the current monomial structure. The idealized proposal is guided by the following premises: i) simplicity and reasonableness,

aiming total transparency and reproducibility of calculations; ii) minimal impact on the current regulatory procedures, guaranteeing full adherence to the current Brazilian regulatory framework; iii) maintaining the modicity, fairness and responsibility of using the network in the definition of supply tariffs.

KEYWORDS: Binomial tariffs; tariff structure; energy distribution; low voltage consumers.

1 | INTRODUÇÃO

A construção de uma estrutura tarifária adequada está fundamentada no equilíbrio das relações dos agentes econômicos envolvidos, seja pela garantia de retorno financeiro às empresas monopolistas, seja pela definição de tarifas eficientes e módicas aos consumidores. Uma correta sinalização tarifária permite o melhor uso dos sistemas elétricos nos horizontes de curto e médio prazo, permitindo o mapeamento de tendências, no longo prazo [6]. Por outro lado, estruturas tarifárias deficientes podem ocasionar diversos prejuízos para a sociedade e agentes do setor, como a ocorrência de subsídios cruzados, taxa efetiva de retorno inadequada para as empresas monopolistas, sobretaxação de determinados segmentos do mercado e inserção de subsídios cruzados e desincentivo ao uso eficiente dos sistemas elétricos [1], [2] e [3].

Lévêque [6] aponta que a construção de tarifas constitui um desafio ao regulador, pois ele deve conciliar uma estrutura de fácil compreensão ao consumidor sem sacrificar os objetivos da eficiência econômica decorrentes de tais simplificações.

El Hage, Couto e Ferraz [4] destacam também o papel do órgão regulador no estabelecimento de tarifas simples e transparentes, cujos resultados não refletem apenas ganhos de eficiência do sistema, mas também torna suas decisões mais defensáveis perante a sociedade.

Segundo Pindyck e Rubinfeld [8], a respeito das relações entre os consumidores e a concessionária, a partir do momento em que os aqueles não obtêm informações exatas a respeito das novas tarifas ou da qualidade do serviço ou do produto oferecido, o sistema de mercado ou a proposta oferecida não consegue operar eficientemente. No entanto, as ineficiências decorrentes de falhas de informação podem ser eliminadas por meio de uma melhor comunicação e de negociação entre as partes envolvidas.

Já North [7] diz que, em um contexto de informação assimétrica, a regulação tarifária assume o papel crucial de tentar coibir eventuais abusos do poder de monopólio, resolver as tensões entre a eficiência alocativa, distributiva e produtiva, introduzir mecanismos de indução de eficiência, transparência e oferta de benefícios aos consumidores que decidirem se voluntariar a um novo programa de tarifas.

Sob a ótica da regulação, uma tarifação bem-sucedida é aquela que, de maneira geral, tem os seguintes objetivos principais:

- evitar que os preços fiquem abaixo dos custos (incluindo o retorno);
- evitar o excesso de lucros;
- viabilizar a agilidade administrativa no processo de definição e revisão das tarifas;
- impedir a má alocação de recursos e a produção ineficiente;
- estabelecer preços não discriminatórios entre os consumidores.

No contexto atual de uma recente regulamentação do setor elétrico brasileiro, que permitiu ao consumidor de energia elétrica de baixa tensão (BT) gerar sua própria energia para abatimento de seu consumo por meio de um mecanismo de compensação, deu-se início a um novo paradigma no contexto operativo das redes de distribuição. E por assim se apresentar, estudos de impactos devem ser analisados na forma de custos ao negócio da distribuidora e na antecipação de riscos dos agentes envolvidos.

Por certo, a criação de uma tarifa binômia, idealizada por John Hopkinson [5], por si só (e mais recentemente posta em discussão na Consulta Pública nº 33, de 05/07/2017, do Ministério de Minas e Energia – MME e na Consulta Pública nº 002/2018, de 09/03/2018, da Agência Nacional de Energia – ANEEL), voltada para os consumidores do grupo B, se faz pertinente uma vez que um consumidor que opte pela instalação de um sistema de geração distribuída e usufrua de benefícios financeiros a partir do mecanismo de compensação a ele ofertado, tornando-se um prosumidor, deve conhecer de antemão, ainda quando no papel de consumidor, quais são os custos de sua responsabilidade na utilização das redes da distribuidora em que ele está conectado.

É fato que este mesmo consumidor continuará dependente de sua conexão à rede da distribuidora, seja para aqueles instantes cuja geração será maior que o seu próprio consumo ou simplesmente quando não houver geração. Além disso, o consumidor continuará fazendo uso de um equipamento de medição, de uma central de atendimento e de tantos outros serviços que possibilitam atender às suas necessidades de consumo de energia. Mesmo consciente da existência de um consumo mínimo como um valor fixo a ser pago mensalmente, deve ficar claro ao consumidor que a forma volumétrica de cobrança deste consumo mínimo, em kWh, não garante a receita necessária para as empresas de distribuição fazerem frente aos seus custos de capacidade.

Diante desta questão, a sugestão mais sensata para um ajuste seria retirar do cálculo volumétrico do preço de energia custos que dizem respeito à capacidade e operação dos sistemas. Uma análise prévia de como proceder tais ações deve se fundamentar nas possibilidades reais de rápida e simples efetivação de novas tarifas, sem qualquer vínculo à realização de troca de medidores ou novas alterações legislativas.

Com relação às diferenças entre níveis de tensão, tem-se que os consumidores

conectados em média tensão já são faturados por demanda e, portanto, não representam obstáculo à cobrança de novas tarifas voltadas à cobertura de custos de capacidade e operação. Diferentemente dos consumidores de baixa tensão que, apesar de não possuírem mais impedimento à cobrança por demanda, seus medidores para fins de geração continuam não oferecendo tal opção, apesar da revogação do art. 13 do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, conforme Decreto nº 8.828, de 02 de agosto de 2016, dar permissão à cobrança de tarifas binômias.

Portanto, considerando que a maior parte do parque de medidores existente no Brasil não permite que o ajuste citado seja estendido a todos os consumidores de baixa tensão, ação esta encarada como solução mais aderente à estrutura de custos das empresas, e que os medidores dos novos prosumidores somente têm a obrigatoriedade de registrar os dados de energia consumida e gerada e não de demanda (kW), considerado outro limitador, sugere-se que uma nova estrutura de preços seja oferecida.

2 | DESENVOLVIMENTO

2.1 Metodologia

A estrutura tarifária adotada no Brasil foi construída a partir da Teoria Marginalista que preconiza que o ótimo econômico para a sociedade ocorre quando a aquisição do serviço ou bem seja valorada pelo custo marginal. Desta forma, a implementação das tarifas horo-sazonais em 1982 buscou sinalizar aos acessantes qual é o impacto destes na expansão do sistema elétrico. Os sucessivos ajustes na metodologia de determinação das tarifas ocorridos nos últimos anos não retiraram o viés da Teoria Marginalista da estrutura tarifária, especialmente quanto às tarifas de transporte de transmissão e de distribuição.

As receitas relativas ao serviço de distribuição (Parcela B) são rateadas entre os subgrupos tarifários com base nos custos marginais de capacidade. Segundo a NT 311_2011-SRE-SRD_ANEEL, de 17 de novembro de 2011, a Estrutura Vertical (EV) da Parcela B é determinada com base no Custo Marginal de Capacidade (CMC) e no mercado de referência das distribuidoras. A determinação do CMC utiliza o Custo Marginal de Expansão, a Proporção de Fluxo de Potência numa representação simplificada do sistema de distribuição, os Fatores de Perdas de Potência e Responsabilidade de Potência.

OCMC, ou simplesmente custo de capacidade, é definido como a “responsabilidade nos custos de desenvolvimento de capacidade dos diversos elementos, que compõem o sistema elétrico, situados a montante do seu ponto de conexão de um consumidor-tipo”. O custo de capacidade exprime a responsabilidade na expansão do sistema de distribuição. Cada consumidor-tipo terá um custo de capacidade por posto tarifário dado pela soma dos custos de capacidade do posto em cada nível de tensão à

montante do seu ponto de conexão. Com estes custos de capacidade e a demanda máxima por posto pode-se determinar uma receita “teórica” que cada consumidor-tipo seria responsável. A EV da Parcela B é dada na proporção da “receita teórica” de cada nível de tensão no total de todos os consumidores-tipo.

A estrutura tarifária das empresas concessionárias de energia elétrica no Brasil é definida pela Aneel por meio de um conjunto de tarifas e regras aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de eletricidade.

Em linhas gerais, tem-se uma tarifa de fornecimento de energia composta pela soma de uma tarifa de energia (TE) e uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

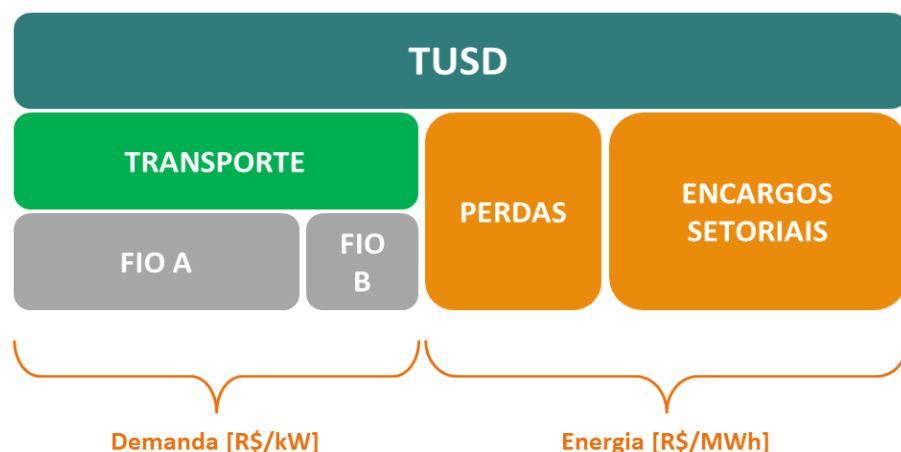
A parcela da TE não pressupõe que a distribuidora tenha lucro neste processo de compra e repasse da energia para o consumidor final. Ademais, as obras de expansão, renovação e melhoria não impactam diretamente no preço da compra de energia dos geradores.

A TUSD é definida, no referido documento, como sendo o valor monetário unitário determinado pela Aneel, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. A TUSD é composta por três parcelas: TUSD Encargos; TUSD Perdas; TUSD Transporte.

A parcela TUSD Transporte, por sua vez, é composta pelas seguintes parcelas:

- TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e, iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis.
- TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração decorrente da depreciação; e, iii) custo de operação e manutenção.

A Figura 1 ilustra a composição de itens da TUSD.



Segundo o Submódulo 7.2 do PRORET, “a EV é a proporção relativa entre os agrupamentos tarifários, definidos por níveis de tensão (grupos e subgrupos tarifários) utilizada na construção da componente tarifária TUSD-D, referente aos custos de Parcela B da receita requerida de distribuição: remuneração dos ativos, quota de reintegração e custos operacionais”.

Dado que o sistema elétrico é dimensionado para o atendimento da potência máxima exigida pelas cargas, a metodologia se propõe a buscar qual a responsabilidade que cada consumidor-tipo tem em relação às demandas máximas das redes-tipo.

A determinação dos CMC dos consumidores-tipos de cada nível de tensão, dados em R\$/kW, permite o cálculo da receita teórica que fornecerá a estrutura vertical preliminar da Parcela B. Esta receita é obtida multiplicando-se a demanda máxima de cada consumidor-tipo por seu CMC, por posto tarifário, totalizando-se os valores por nível de tensão. Assim, cada nível de tensão será responsável por uma parcela da receita teórica, e os percentuais de receita por nível de tensão em relação à receita teórica total estabelecem a estrutura vertical preliminar.

Inicialmente, para determinação das tarifas binômias do grupo B, cabe mencionar que a proposta idealizada pelos autores é norteadas em algumas premissas:

- i. Simplicidade e razoabilidade: as regras de cálculo devem ser o mais simplista possível, de modo que qualquer agente do setor, e, inclusive, da sociedade comum, possam compreender. Com essa premissa, almeja-se também total transparência e reprodutibilidade nos cálculos efetuados.
- ii. Impacto mínimo nos procedimentos regulatórios vigentes: com vistas a uma rápida implementação, e maior aceitação por parte do órgão regulador, consumidores e sociedade, optou-se por manter inalterada a maior parte do procedimento de cálculo já efetuado pela ANEEL nos processos de revisão tarifária das distribuidoras, mais especificamente na metodologia de cálculo definida no módulo 7 do PRORET e implementada nos arquivos “PCAT” – Arquivos no formato Excel divulgados pela ANEEL a cada processo de revisão ou reajuste tarifário contendo os cálculos das tarifas de fornecimento.
- iii. Modicidade tarifária: manutenção da modicidade, equidade e responsabilidade de uso da rede na definição de tarifas de fornecimento, assim como já objetivado pela atual metodologia.

Conforme mencionando anteriormente, as componentes tarifárias das tarifas de fornecimento podem ser segregadas em duas grandes componentes: TUSD e TE. As componentes da TUSD, alvo das propostas deste artigo, correspondem principalmente aos custos envolvidos no transporte da energia, desde a rede básica (TUSD FIO A) até o sistema de distribuição (TUSD FIO B), englobando também as componentes de

perdas e encargos.

Destas quatro componentes da TUSD, a TUSD TRANSPORTE (Fio A + Fio B) são as únicas componentes que são cobradas dos consumidores horossazonais do Grupo A na parcela de demanda. Já os consumidores do Grupo B são cobrados em unidades volumétricas, tanto na TUSD TRANSPORTE quanto nas demais componentes da TUSD. Assim, fica o desafio em como calcular tarifas de demanda para consumidores de baixa tensão.

O que se propõe é que sejam definidas tarifas de referência de demanda para a baixa tensão, de tal modo que se mantenha a estrutura vertical já definida para a tarifa de referência de energia. Em outras palavras, o desafio consiste em definir uma tarifa de referência de demanda, em R\$/kW, equivalente à de energia, em R\$/MWh. Para isto, adota-se a seguinte premissa básica de equivalência:

$$\text{Fatura BT}_{\text{monômia}} = \text{Fatura BT}_{\text{binômia}} \quad (1)$$

$$E \cdot TUSD_{en(transp+per+enc)} = D_{\text{máx}} \cdot TUSD_{dem(transp)} + E \cdot TUSD_{en(per+enc)} \quad (2)$$

$$E \cdot TUSD_{en(transp)} = D_{\text{máx}} \cdot TUSD_{dem(transp)} \quad (3)$$

Onde:

E = energia consumidor BT, em R\$/MWh

D_{máx} = demanda máxima consumidor BT, em R\$/kW

TUSD_{en(transp.+per+enc)} = tarifas de energia TUSD Transporte, TUSD Perdas e TUSD Encargos

TUSD_{dem(transp)} = tarifas de demanda TUSD Transporte

Uma vez que não se sabe ao certo a demanda máxima registrada devido à indisponibilidade de medidores, com essas grandezas, instalados nas unidades consumidoras, o que se propõe é que ela seja determinada com base no fator de carga do respectivo subgrupo e faixa de consumo, obtido nos estudos de caracterização da carga no momento da revisão tarifária.

Assim, tem-se que:

$$fcarga = \frac{D_{\text{média}}}{D_{\text{máx}}} = \frac{E}{D_{\text{máx}} \cdot \Delta t} \rightarrow D_{\text{máx}} = \frac{E}{fcarga \cdot \Delta t} \quad (4)$$

Substituindo D_{máx} da Equação (4) na Equação (3) tem-se que a tarifa de referência de demanda da TUSD TRANSPORTE será:

$$TUSD_{dem(transp)} = TUSD_{en(transp)} fcarga \cdot \Delta t \quad (5)$$

Deste modo, tarifas de referência de demanda serão calculadas para cada

faixa e subgrupo tarifário do nível BT, assim como para cada componente da TUSD TRANPORTE. A premissa básica de construção desta tarifa apresentada na Equação (1) permite afirmar que a estrutura vertical de cada componente continuará sendo respeitada.

De posse das novas tarifas de referência, segue-se normalmente o fluxo de cálculo já adotado pela ANEEL nos processos revisionais e definidos no submódulo 7.3 do PRORET – Procedimentos de Revisão Tarifária.

Logo, a proposta de simplicidade e impacto mínimo na metodologia atual de estrutura tarifária para definição da tarifa binômica para o grupo B é atendida, restando, portanto, analisar se os valores calculados são passíveis de aplicação, tanto da ótica da fatura do consumidor quanto da arrecadação da distribuidora. Essa verificação é feita na seção de resultados.

2.2 Resultados

Para verificação dos primeiros resultados do estudo iniciado e ainda em curso, a aplicação da nova tarifa binômica foi realizada junto a uma pequena parcela dos consumidores de baixa tensão da CPFL Paulista: 100 mil consumidores de baixa tensão subdivididos nos três subgrupos tarifários B1, B2 e B3 proporcionalmente às suas participações quanto à totalidade do número de consumidores nestes estratos. Objetivando-se analisar seus impactos no primeiro ano de sua aplicação, foi escolhido o período entre abril de 2015 e março de 2016.

Por hipótese, sendo 2015 o ano de início de vigência das novas tarifas, os valores aplicados aos consumidores da CPFL Paulista foram calculados segundo o processo construtivo apresentado em item anterior.

A **Tabela 1** mostra os valores reais das tarifas de uso estruturadas na forma monomial e efetivamente aplicadas aos consumidores da CPFL Paulista entre os meses de abril de 2015 e março de 2016.

Subgrupo tarifário	TUSD Energia Monômia (R\$/MWh)	TUSD Fio A Monômia (R\$/MWh)	TUSD Fio B Monômia (R\$/MWh)	TUSD Encargos Monômia (R\$/MWh)	TUSD Perdas Monômia (R\$/MWh)
Subgrupo B1	167,94	10,09	71,89	61,04	24,92
Subgrupo B2	167,94	10,09	71,89	61,04	24,92
Subgrupo B3	159,54	9,59	68,30	57,98	23,67

Tabela 1: PCAT 2015 (tarifas monômias).

E a **Tabela 2** mostra os valores calculados para as tarifas de uso estruturadas na forma binomial e os dados de fatores de carga utilizados necessários para os cálculos.

Subgrupo Tarifário / Faixas	TUSD Fio A Binômia (R\$/kW) [A]	TUSD Fio B Binômia (R\$/kW) [B]	TUSD Demanda Binômia (R\$/kW) [C]=[A]+[B]	TUSD Energia Binômia (R\$/MWh) Perdas + Encargos	Fator de carga da campanha de medidas
Subgrupo B1					
0-100	2,85	20,34	23,19	85,96	0,393
100-220	2,96	21,07	24,03	85,96	0,407
220-500	3,10	22,12	25,22	85,96	0,427
500-1000	3,49	24,84	28,33	85,96	0,480
> 1000	4,24	30,23	34,48	85,96	0,584
Subgrupo B2					
0-300	2,93	20,88	23,82	85,96	0,403
300-1000	3,18	22,64	25,82	85,96	0,437
1000-5000	4,04	28,80	32,85	85,96	0,556
> 5000	5,11	36,42	41,53	85,96	0,704
Subgrupo B3					
0-2500	3,72	26,53	30,26	81,66	0,540
2500-5000	4,36	31,06	35,41	81,66	0,632
5000-10000	4,83	34,39	39,22	81,66	0,699
> 10000	5,56	39,65	45,21	81,66	0,806

Tabela 2: PCAT 2015 (tarifas binômias).

A nova estrutura tarifária proposta em bases binomiais, além do cálculo de suas tarifas propriamente dito, apresenta como principal avanço a concepção de um valor mínimo de demanda a ser cobrado de cada consumidor em virtude de sua conexão às redes da distribuidora, aqui denominado de Demanda Contratada (DC). Este valor mínimo deve ser responsável pela recuperação de toda a receita de Fio B e sua forma de cobrança foi concebida de maneira a responsabilizar cada consumidor de acordo com o perfil de carga que ele possui (representado pelo fator de carga) e pelo peso que ele e seus pares têm na utilização do sistema da distribuidora (número de consumidores e seu mercado de energia vinculado).

Lembrando-se que, na metodologia regulatória atual de cálculo de responsabilidade de potência, o número de pontas observado nas redes-tipo pode ser maior que um, o critério adotado para a definição de uma ponta considera que qualquer demanda horária superior a 90% da demanda máxima de uma curva de rede-tipo é avaliada como uma ponta.

Diante disso, os valores de uma DC igual a 90% da demanda máxima, o fator de carga e a TUSD Fio B Binômia para os 100 mil consumidores da CPFL Paulista do estudo por faixa dos subgrupos tarifários B1, B2 e B3 são apresentados na **Tabela 3**.

Faixas por subgrupo tarifário (kWh)	Número de unidades consumidoras [A]	Fator de carga [B]	DC a 90% (kW) [C]	TUSD Fio B Binômia (R\$/kW) [D]
Subgrupo B1				
0-100	21.682	0,393	0,2118	20,34
100-220	41.830	0,407	0,4733	21,07
220-500	25.274	0,427	0,8627	22,12
500-1000	2.511	0,480	1,6842	24,84
> 1000	503	0,584	3,9723	30,23
Subgrupo B2				
0-300	740	0,403	0,4815	20,88
300-1000	759	0,437	1,6055	22,64
1000-5000	281	0,556	4,3320	28,80
> 5000	20	0,704	14,5226	36,42
Subgrupo B3				
0-2500	5.831	0,540	1,1020	26,53
2500-5000	381	0,632	6,8010	31,06
5000-10000	158	0,699	11,8444	34,39
> 10000	30	0,806	20,1945	39,65
TOTAIS	100.000			

Tabela 3: Receita mínima com DC a 90% da demanda máxima.

Por sua vez, na **Tabela 4** é mostrado o efeito médio percebido pelo conjunto de 100 mil consumidores analisado. Tal efeito representa um aumento médio de 3,25% na fatura, o que corresponde a R\$ 3,14.

Faixas por subgrupo tarifário (kWh)	Efeito médio (R\$)	Efeito médio (%)
Subgrupo B1		
0-100	0,05	0,11
100-220	1,37	2,19
220-500	3,21	2,93
500-1000	8,26	3,53
> 1000	43,63	7,35
Subgrupo B2		
0-300	-0,32	-0,45
300-1000	12,89	7,46
1000-5000	61,60	11,03
> 5000	187,41	6,07
Subgrupo B3		
0-2500	13,01	6,93
2500-5000	28,56	2,17
5000-10000	48,97	1,97
> 10000	225,79	5,04

Faixas por subgrupo tarifário (kWh)	Efeito médio (R\$)	Efeito médio (%)
B1	1,98	2,55
B2	17,00	7,61
B3	15,82	4,77
GERAL	R\$ 3,14	3,25 %

Tabela 4: Efeito médio para o conjunto de 100 mil consumidores analisados.

3 | CONCLUSÕES

A fim de demonstrar a viabilidade de implementação das novas tarifas junto aos consumidores de baixa tensão, estudos mais abrangentes estão sendo realizados, tais como: a aplicação da metodologia proposta em mais de uma distribuidora e em eventos tarifários consequentes.

De toda forma, os primeiros resultados se mostram promissores no cumprimento dos objetivos perseguidos, sendo eles: garantir uma alocação justa dos custos com a rede de distribuição, reduzindo os possíveis subsídios cruzados existentes, além de introduzir um efeito estabilizador da receita de parcela B das distribuidoras frente a cenários de forte redução de mercado e evitar distorções tarifárias hoje existentes na atual estrutura monômnia.

Dado o aspecto inovador de uma cobrança via tarifas binômias cuja construção é bastante simples e objetiva, podendo ser facilmente compreendida pelo consumidor, e considerando que esta nova estrutura tarifária pode ser encarada como a pedra fundamental para o setor elétrico brasileiro se adaptar às novas tecnologias disruptivas, os efeitos médios na fatura dos consumidores de baixa tensão, até o momento, são consideravelmente baixos, não se apresentando como impeditivos para sua real efetivação.

Uma vez vencida a barreira do primeiro ano de aplicação da tarifa binômnia, e tendo-se o conhecimento do mercado de demanda faturada, restaria determinar os novos valores de tarifas binômias a serem aplicados ao mercado como um todo para os próximos 12 meses considerando um novo patamar de receita requerida de Fio B.

Assim, esta receita estaria preparada para uma nova realidade do setor elétrico, com benefícios para os consumidores, que passam a usufruir de um sistema elétrico melhor adaptado a receber as atuais e futuras transformações tecnológicas, proporcionando um ambiente seguro para novos negócios pelo lado da carga; e para as distribuidoras, quanto à diminuição de seu risco de exposição às variações de mercado com garantias robustas de obtenção da receita necessária à prestação do serviço de fio.

REFERÊNCIAS

- BARTUSCH, C., WALLIN, F., ODLARE, M., VASSILEVA, I., & WESTER, L. (2011). **Introducing a Demand-based Electricity Distribution Tariff in the Residential Sector: Demand Response and Customer Perception**. *Energy Policy*, 39, 5008-2025.
- BENTZEN, J., & ENGSTED, T. (Janeiro de 1993). **Short and Long-Run Elasticities in Energy Demand**. *Energy Economics*, 9-16.
- BRAITHWAIT, S., HANSEN, D., & O'SHEASY, M. (2007). **Retail Electricity Pricing And Rate Design In Evolving Markets**. Washington, D.C.: Edison Electric Institute.
- F.S. El Hage, L. P. Ferraz, & M. A. Delgado, **“A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica”**, Ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- Hopkinson, John, **“The Cost of Electric Supply: Presidential Address to the Joint Engineering Society”**. November 4, 1892. Appears in *Original Papers by the Late John Hopkinson, Volume 1, Technical Papers*, edited by B. Hopkinson, Cambridge University Press, 1901.
- F. Lévêque, **“Transport Pricing of Electricity Networks”**. Ed. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2003, p. 175-177.
- D. North. **“Custos de Transação, Instituições e Desempenho Econômico”**. Instituto Liberal, 1992.
- R. S. Pindyck, D. L. Rubinfeld. **“Microeconomia”**. 5. Ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

SOBRE OS ORGANIZADORES

Jancer Destro: Professor da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Engenheiro Eletricista com ênfase em Eletrônica e Telecomunicações pelo INATEL Mestre em Engenharia Industrial pela UNESP Campus de Bauru. Doutorando em Energia Aplicada a Agricultura pela UNESP Campus de Botucatu Coordenador do curso de especialização em engenharia de segurança do trabalho na UTFPR Campus de Cornélio Procópio. Trabalha com temas: Sistema de Telecomunicações, Segurança do trabalho e Energia Solar.

João Dallamuta: Professor assistente da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Graduação em Engenharia de Telecomunicações pela UFPR. MBA em Gestão pela FAE Business School, Mestre pela UEL. Trabalha com Gestão da Inovação, Empreendedorismo e Inteligência de Mercado.

Marcelo Henrique Granza: Professor assistente da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Engenheiro Eletrônico. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná e Doutorando em Engenharia Elétrica. Trabalha com os temas: conversores estáticos com alto fator de potência, acionamento e controle de motores e geradores elétricos de indução.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-365-1



9 788572 473651