

PROJETO

Tarifa Moderna

MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



CADERNO 2

AS NOVAS PROPOSTAS DE MODALIDADES TARIFÁRIAS FRENTE À DIFUSÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL

TARIFA MODERNA
PROJETO COOPERADO DE P&D



i|ABRADEE
INSTITUTO ABRADEE DA ENERGIA

CADERNO
2

PROJETO

Tarifa Moderna

MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



CADERNO 2

**AS NOVAS PROPOSTAS DE MODALIDADES
TARIFÁRIAS FRENTE À DIFUSÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL**

TARIFA MODERNA
PROJETO COOPERADO DE P&D



i|ABRADEE
INSTITUTO ABRADEE DA ENERGIA

CADERNO
2

PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO
TECNOLÓGICO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA
Regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

PROJETO MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
SUBPROJETO 2 - Metodologias de Desenho de Tarifa para o Serviço Fio e Desafios de Implementação

*CADERNO 2 – As Novas Propostas de Modalidades Tarifárias Frente à
Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil*

COORDENAÇÃO

Instituto Abradee da Energia (iAbradee)

AUTORAS

Ana Lúcia Rodrigues da Silva
Fabiana Gama Viana
Tássia Nunes Dias Pereira

COORDENAÇÃO DO PROJETO

Lavinia Hollanda
Solange Kileber

REVISÃO

Paula Trivella

CAPA, PROJETO GRÁFICO E DIAGRAMAÇÃO

Rumo Design

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Silva, Ana Lúcia Rodrigues da
As novas propostas de modalidades tarifárias
frente à difusão de recursos energéticos distribuídos
no Brasil : caderno 2 [livro eletrônico] / Ana Lúcia
Rodrigues da Silva, Fabiana Gama Viana, Tássia Nunes
Dias Pereira ; coordenação Instituto Abradee da
Energia (iAbradee) ; coordenação do projeto Lavinia
Hollanda, Solange Kileber. -- 1. ed. --
Florianópolis : Rumo Design, 2020.
PDF

"Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
Tecnológico do Setor de Energia Elétrica -- Regulado
pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) --
Projeto Modernização das tarifas de distribuição de
Energia Elétrica Subprojeto 2 - Metodologias de
desenho de tarifa para o serviço fio e desafios de
implementação".

Bibliografia
ISBN 978-65-992299-2-3

1. Energia - Fontes alternativas - Brasil
2. Energia elétrica - Distribuição 3. Geração
distribuída de energia elétrica - Brasil 4. Recursos
energéticos 5. Tarifas I. Viana, Fabiana Gama.
II. Pereira, Tássia Nunes Dias. III. Instituto
Abradee da Energia (iAbradee) IV. Hollanda, Lavinia.
V. Kileber, Solange. VI. Título.

20-48336

CDD-337.79

Índices para catálogo sistemático:

1. Recursos energéticos distribuídos : Economia
337.79

COMITÊ GESTOR - PROJETO DE P&D COOPERADO

CEB

Adriano Guedes Martins
Ana Carolina Aires Cerqueira Prata
Elias Barbosa de Alvarenga

CEEE-D

Christian Velloso Kuhn
Lucas Malheiros Nunes

CELESC

Fabiane Horongoso
Luis Bernardo Timboni Baran

CEMIG

Frederico Bruno Ribas Soares
Giordano Bruno Braz

COPEL

Gisele Monteiro
Yara Maria Romero da Silva

CPFL Paulista

Rafael de Oliveira Gomes

CPFL Piratininga de Força e Luz

Jairo Eduardo de Barros Alvares
Roger dos Reis Alves

DME

João Paulo dos Reis

EDP

Alexandre Dominice
Solange Kileber

ENEL GO

Carlos Eduardo Malagoni
Carlos Alberto Souza Ximenes
Cristine Juste
Rafael Nielson

ENEL SP

Amadeu Fernandes de Macedo
Rafael Kenji Nagao

ENERGISA

Amanda Lacerda Prado
Felipe Tenório Vicente
Samuel José de Castro Vieira
Vinícius Goulart

EQUATORIAL

Ênio Cunha Leal

LIGHT

Diego Ázara de Andrade
Hudson de Velasco Mitrof
Alexandre Oliveira da Silva

CELPE

Ricardo Pimentel

COELBA

Beatriz Peixoto

ELEKTRO REDES S.A.

Saulo de Tarso Castilho Júnior
Talita Darwiche

▶ Sumário

A Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil	7
A Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil	10
Simulações de Novas Estruturas Tarifárias para Consumidores do Grupo B	12
SIMULAÇÕES EM CURTO PRAZO	12
METODOLOGIA DAS TARIFAS PROPOSTAS EM CURTO PRAZO	13
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS TARIFAS EM CURTO PRAZO	18
SIMULAÇÕES EM LONGO PRAZO	21
METODOLOGIA DAS TARIFAS PROPOSTAS EM LONGO PRAZO	23
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS TARIFAS EM LONGO PRAZO	25
Conclusões	37
Para Mais Informações	39

As Novas Propostas de Modalidades Tarifárias Frente à Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil

Apresentação

O Caderno 2 do *Projeto Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica – Projeto Tarifa Moderna* se debruça nas possíveis propostas de opções tarifárias para os clientes de baixa tensão. Este caderno resultou do cenário estratégico analisado no *Subprojeto 2 – Metodologias de Desenho de Tarifa para o Serviço Fio e Desafios de Implementação*.

O Subprojeto 2 teve por objetivo avaliar as metodologias de desenhos de tarifa para a proposição de novas modalidades tarifárias para o setor elétrico brasileiro (SEB), considerando os cenários de difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED). Para tanto, foram simuladas diversas propostas de metodologia de tarifa fio utilizando dados reais do contexto brasileiro. As ferramentas de simulação, criadas no âmbito desse subprojeto, também tiveram como objetivo facilitar a análise de impactos pelos agentes do setor e disseminar conhecimento.

De modo geral, os estudos constataram a necessidade de readequação da estrutura tarifária na baixa tensão por meio da implementação de uma ou mais modalidades que promovam, na medida do possível, a eficiência no uso da infraestrutura da rede, a racionalização dos investimentos necessários, a redução dos subsídios cruzados pagos pelos consumidores aos prosumidores, a remuneração sustentável da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e o tratamento igualitário dos consumidores de energia elétrica na baixa tensão.

Estão conceituadas neste segundo caderno, além da tarifa vigente, três modalidades tarifárias implementáveis em curto prazo e três em longo prazo. O que difere as escolhas em curto e longo prazo é a existência de postos horários no desenho da metodologia, o que implicaria a necessidade de troca de medidores – opção de difícil implementação em curto prazo para os clientes atendidos em baixa tensão.

Nas simulações, foram utilizados dados reais de distribuidoras: sete distribuidoras foram analisadas para as modalidades implementáveis em curto prazo e três naquelas em longo

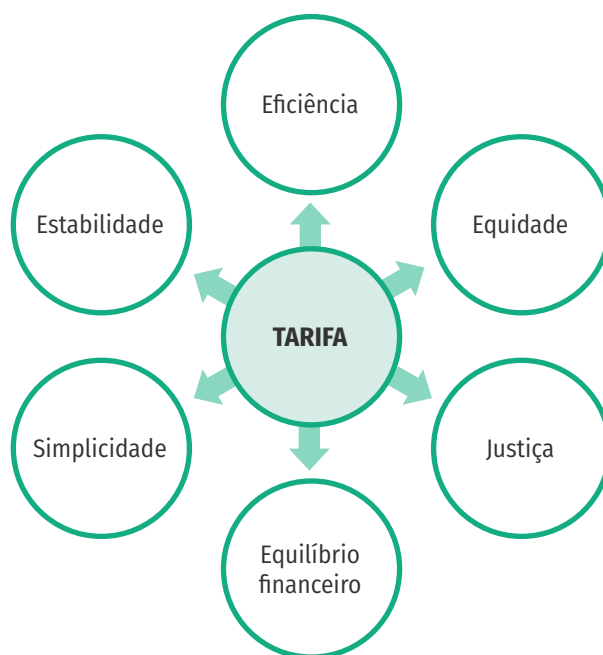
prazo. Ainda, para a elaboração dos estudos em longo prazo, foram analisados dois cenários distintos de penetração dos RED.

O marco teórico e a experiência internacional pesquisados no âmbito desse subprojeto sugerem a adição de um sinal de preços horário à modalidade convencional monômnia, atualmente aplicada na baixa tensão, ou a substituição desta por tarifas multipartes (binômias ou trinômias) horárias. Os cenários de penetração dos RED, apresentados neste caderno, permitem reflexões importantes sobre as alternativas propostas, os impactos para as distribuidoras e para os clientes, caso seja mantida a modalidade tarifária vigente.

Boa leitura!

▶ A Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

A definição da estrutura tarifária de energia elétrica a ser praticada em um país é um processo decisório amplo, devendo ser consideradas questões como a factibilidade de implementação e suas consequências em termos econômicos, sociais e ambientais. A metodologia de cálculo de uma tarifa deve se basear na eficiência, na equidade, na justiça, na simplicidade e na estabilidade, indicando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional de energia elétrica. Ao mesmo tempo, é necessário assegurar o equilíbrio financeiro da empresa que presta o serviço, além de uma tarifa justa que garanta uma correta alocação de custos ao consumidor (BORN; BITU, 1993 *apud* FUGIMOTO, 2010).



No Brasil, o modelo tarifário atual tem bases na antiga lógica de geração centralizada, fluxos unidirecionais de energia e consumidores com comportamentos passivos no setor. Esse sistema, mesmo com as inovações tecnológicas vivenciadas nas últimas décadas, não sofreu alterações e/ou atualizações significativas. Tais inovações são caracterizadas, principalmente, pela crescente penetração dos recursos energéticos distribuídos (RED) na matriz elétrica nacional, com destaque para a geração distribuída fotovoltaica, que tem apresentado um ritmo de crescimento superior ao previsto.

PARA SABER MAIS SOBRE OS RED

Informações detalhadas sobre os RED – geração distribuída, armazenamento distribuído, veículos elétricos e resposta da demanda – podem ser encontradas no *Caderno 1 – Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades*, que aborda os resultados do *Subprojeto 1 – Visão Estratégica Setorial*, parte integrante do projeto *Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica – Projeto Tarifa Moderna*.

No entanto, a mudança de paradigma é iminente em função da tendência de descentralização da oferta de energia elétrica e de uma participação mais ativa dos consumidores. Nesse contexto, muitos países têm revisado suas estruturas tarifárias, buscando gerar valor para o sistema sem ampliar distorções na alocação dos custos de distribuição.

Ao mesmo tempo, com o avanço da infraestrutura de medição do consumo, muitos países passaram a adotar mecanismos tarifários para a modulação da carga, ou seja, a melhor distribuição da carga ao longo do dia, e lidar com os riscos da geração intermitente, característicos da geração eólica e solar. Esse contexto mundial também se faz presente no setor elétrico brasileiro (SEB).

Nesse sentido, no âmbito da discussão da modernização das tarifas de distribuição, presente na agenda regulatória brasileira, o *Projeto Tarifa Moderna* realizou uma ampla análise de novas modalidades tarifárias, incluindo simulações que possibilitaram estimar os impactos da difusão dos RED, as faturas dos consumidores e alguns indicadores econômico-financeiros das distribuidoras.

Existem diversas metodologias de tarifação sendo estudadas e testadas no contexto internacional. No entanto, é preciso entender quais as implicações dessas tarifas para os distribuidores e consumidores, quando aplicadas à realidade brasileira. Assim, o desafio proposto na simulação de novas estruturas tarifárias foi avaliar as metodologias de tarifação sob o ponto de vista conceitual, prático e regulatório para elencar as mais apropriadas ao Brasil.

SIMULAÇÕES DE NOVAS ESTRUTURAS TARIFÁRIAS PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B	
CURTO PRAZO	LONGO PRAZO
Análise teórica das metodologias de tarifação existentes.	
Experiência de outros países com estruturas de mercado similares ao brasileiro.	
Análise crítica das tarifas atualmente aplicadas no Brasil.	
Propostas de tarifação implementáveis em curto prazo, devidamente simuladas e testadas.	Aperfeiçoamentos propostos pela Consulta Pública 33 (CP 33).
Seleção das modalidades tarifárias: binômia e trinômia, sem a troca de medidores, e locacional, construída com base em custos.	Seleção das modalidades tarifárias: monômia, com quatro postos tarifários, binômia e trinômia, com dois postos tarifários, com a substituição do parque de medidores.

As propostas metodológicas reuniram aquelas implementáveis em curto prazo, ou seja, sem a substituição de medidores, e em longo prazo, que prevê a substituição de medidores. Durante todo o projeto, foram consideradas diversas metodologias tarifárias a serem aplicadas a consumidores do segmento de baixa tensão (Grupo B), tanto para o curto quanto para o longo prazo, incluindo ainda alternativas para consumidores do segmento de alta tensão (Grupo A) e outras específicas para prosumidores, sendo estas duas últimas não abordadas neste caderno. Assim, mesmo com essa divisão entre metodologias aplicáveis em curto e em longo prazo, algumas opções tarifárias foram identificadas como mais adequadas para a implementação na realidade brasileira. Essa seleção de alternativas viáveis obedeceu a um roteiro investigativo e a critérios previamente definidos pelo projeto.

▶ A Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil

A atual tarifa de energia elétrica no Brasil é única para todos os consumidores da mesma classe de determinada área de concessão e é multiplicada pelo volume de energia consumido. Dessa forma, o valor da conta de cada consumidor varia em função da quantidade de energia consumida, já considerando toda a estrutura necessária para distribuir energia às unidades consumidoras (UC), incluindo as despesas administrativas da distribuidora. Além disso, a tarifa é a mesma para todos, independentemente da estrutura que aquele consumidor requer da rede elétrica.

O fornecimento de energia elétrica engloba três custos distintos: o da energia gerada, o de transporte de energia até os consumidores (custos de transmissão e distribuição) e os encargos setoriais e tributos. Para fins de cálculo para a distribuidora, tais custos estão divididos em dois: tarifa de energia (TE) e tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD). A TE engloba os custos de aquisição de energia elétrica, além de encargos setoriais associados, sendo repassada integralmente ao consumidor final e não é gerenciada pela distribuidora. A TUSD reflete os custos da rede de distribuição e a remuneração da distribuidora pela prestação do serviço ao consumidor final. Atualmente, a TUSD está subdividida em fio, em que

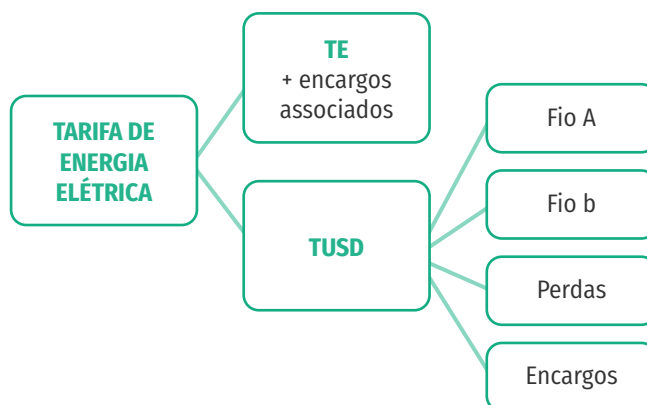
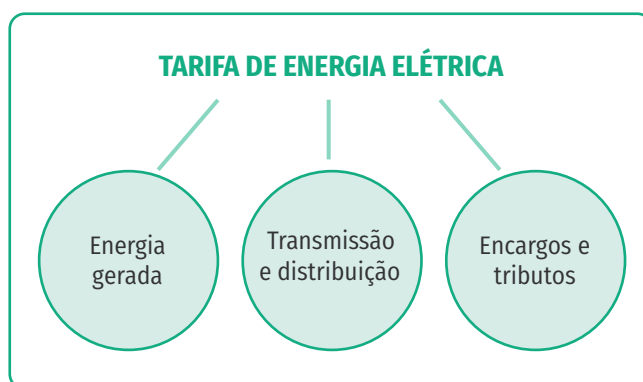
ATUAL ESTRUTURA TARIFÁRIA

Única para todos os consumidores da mesma classe de determinada área de concessão.

Multiplicada pelo volume de energia consumido.

Considera toda a estrutura para distribuir energia às UC.

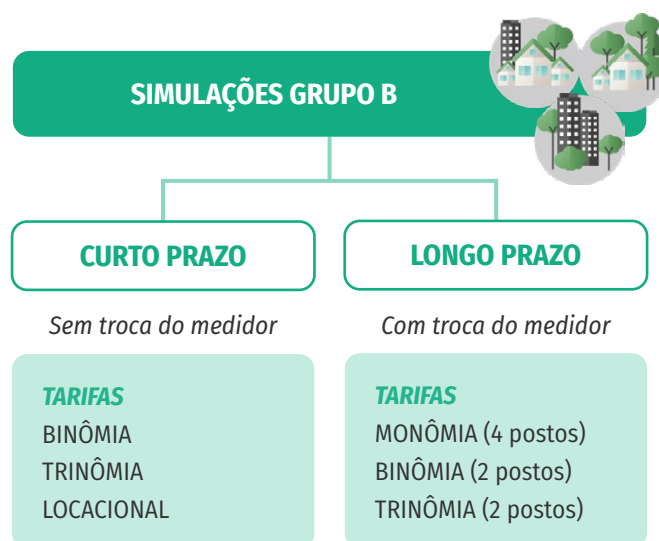
Inclui todas as despesas administrativas da distribuidora.



são cobradas do consumidor a parcela referente ao transporte da energia (Fio A) mais a remuneração da distribuidora (Fio B), além das perdas e encargos repassados aos órgãos competentes. Tanto os consumidores cativos quanto os livres pagam pelo uso do sistema de distribuição de energia ao qual estão conectados, ou seja, pela TUSD. O mesmo não vale para a TE, que é cobrada apenas dos consumidores cativos, pois os livres contratam energia diretamente dos comercializadores de energia elétrica.

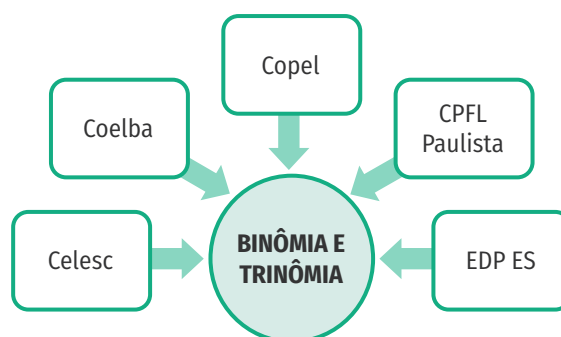
▶ Simulações de Novas Estruturas Tarifárias para Consumidores do Grupo B

O Projeto Tarifa Moderna realizou duas simulações, com o objetivo de estimar os impactos diversos das novas estruturas tarifárias: em curto e longo prazo – respectivamente, sem e com a troca de medidores de consumo. Nas simulações com perspectivas em curto prazo, serão apresentadas as tarifas multipartes – binômia e trinômia, ambas sem postos horários na demanda – e locacional. Já para as simulações com resultados em longo prazo serão elencadas as tarifas monômia, com quatro postos horários, binômia e trinômia, ambas com dois postos horários.

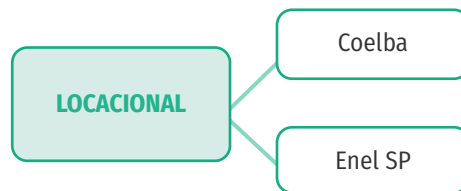


SIMULAÇÕES EM CURTO PRAZO

As simulações das tarifas multipartes foram realizadas para as distribuidoras Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), Companhia Paranaense de Energia (Copel), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista) e EDP Espírito Santo (EDP ES). Todas as simulações foram feitas em um cenário-base que incluiu o número de consumidores dos subgrupos tarifários B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (demais classes), com dados registrados em 31 de dezembro de 2017 e retirados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Também foram utilizados valores vinculados à tarifa monômia convencional, disponibilizados no site da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), desses mesmos subgrupos tarifários pertencentes às cinco distribuidoras analisadas. As empresas foram escolhidas por serem distintas umas das outras e localizadas em diferentes estados brasileiros.



Já as simulações do modelo de tarifação locacional foram feitas com os dados da Coelba e da Enel Distribuição São Paulo (Enel SP), empresas selecionadas por conterem áreas de concessão muito distintas quanto à concentração de carga e extensão de redes. Enquanto a Coelba representa uma área de concessão com grande extensão territorial, com maior distribuição (espalhamento) das cargas e grandes extensões de rede, a Enel SP tem uma área geográfica de atendimento sensivelmente menor, com carga altamente concentrada e menor extensão de rede.



METODOLOGIA DAS TARIFAS PROPOSTAS EM CURTO PRAZO

Um dos principais objetivos das tarifas binômia e trinômia, apresentadas nas simulações em curto prazo, foi garantir uma alocação mais justa dos custos com a rede de distribuição, aspecto essencial no que diz respeito ao aprimoramento da tarifação do segmento em baixa tensão. A atual tarifa praticada no setor elétrico brasileiro não permite as devidas recuperação e cobertura dos custos envolvidos na atividade de distribuição de energia elétrica. Da mesma forma, a proposição das tarifas multipartes buscou introduzir um efeito estabilizador nas tarifas frente a cenários de forte redução do mercado cativo e ao crescimento massivo de unidades de geração, minigeração e/ou microgeração distribuída.

OBJETIVOS DAS TARIFAS MULTIPARTES

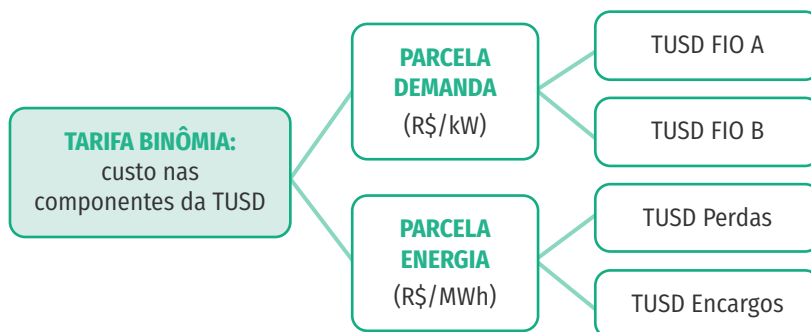
Garantir uma alocação mais justa dos custos com a rede de distribuição.

Introduzir um efeito estabilizador nas tarifas dos consumidores frente a cenários de forte redução do mercado.

Evitar distorções tarifárias presentes na estrutura tarifária monômia vigente.

Possibilitar a implantação de outras tarifas benéficas ao consumidor.

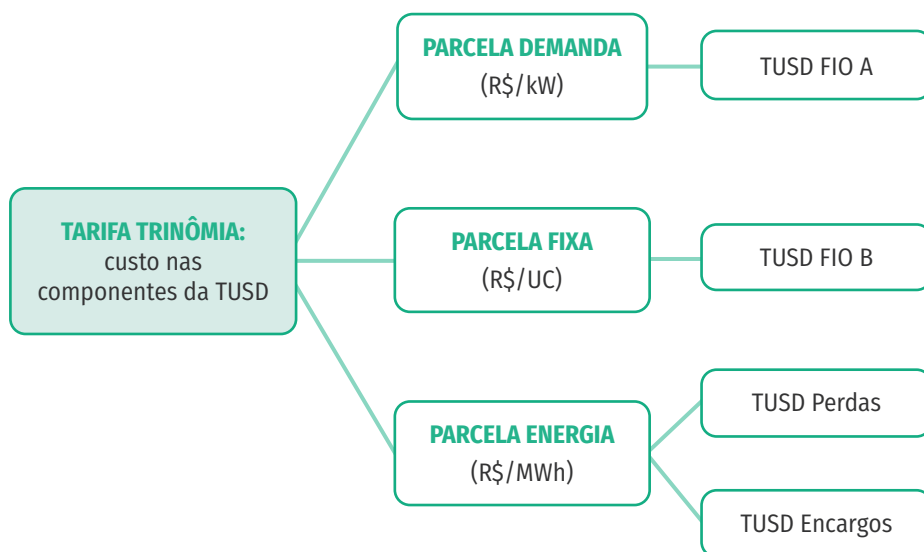
Nesse sentido, a concepção proposta para a **TARIFA BINÔMIA** sugeriu a cobrança das componentes fio (TUSD A e TUSD B) em demanda (R\$/kW), e as demais (TUSD encargos e TUSD perdas) em energia (R\$/MWh). A metodologia empregada buscou minimizar impactos de implantação, tanto do ponto de vista dos clientes quanto da distribuidora.



O processo de construção da tarifa binômia a ser simulada se deu em duas etapas sequenciais. Inicialmente, buscou-se a equivalência das faturas dos clientes do Grupo B nas modalidades tarifárias monômia e binômia, mitigando potenciais aumentos excessivos. O principal desafio, nesse primeiro momento, foi identificar, de modo consistente, a demanda dos clientes em baixa tensão, visto que não há medições disponíveis. Para isso, foram utilizados dados das campanhas de medidas – que permitiram determinar o fator de carga de cada classe, subgrupo tarifário e respectivas faixas de consumo – e tipologias de carga correspondentes. Com essas informações, foi definida uma demanda de referência para cada consumidor. Essa demanda de referência viabilizou o cálculo da demanda a ser faturada, que é a base de cálculo da receita requerida pela distribuidora.

Na segunda etapa, comparou-se a receita obtida dos componentes Fio A e Fio B da TUSD pertinente à tarifa binômia proposta com a que seria utilizada com a aplicação da tarifa monômia vigente. Com essa metodologia, o efeito médio para a distribuidora seria nulo, dado que houve a equivalência das receitas de fio. No entanto, o procedimento adotado impôs uma realocação dos custos e do impacto tarifário para cada subgrupo e faixa de consumo.

A proposta da **TARIFA TRINÔMIA** na baixa tensão seguiu a concepção geral apresentada para a tarifa em duas partes, porém incluiu uma componente fixa a ser cobrada de todos os clientes, sem distinção de classe ou faixa de consumo. Tal parcela busca refletir a parcela de custos vinculada às despesas administrativas e comerciais. A questão central da inclusão da componente fixa é conciliar a eficiência econômica com a razoabilidade de implantação.



Valores das tarifas fixas mensais para a cobertura dos custos comerciais e administrativos da distribuidora

A partir do percentual da parcela TUSD Fio B relativo aos custos operacionais da distribuidora, foram calculados os valores das tarifas fixas mensais por unidade consumidora para a cobertura dos custos comerciais e administrativos das empresas de distribuição.

VALORES DAS TARIFAS FIXAS MENSAIS POR UNIDADE CONSUMIDORA (UC)		
DISTRIBUIDORA	% FIO B	TARIFA FIXA (R\$/mês/UC)
Celesc	16,48	3,89
Coelba	14,38	3,84
Copel	14,11	3,20
CPFL Paulista	15,21	3,99
EDP ES	13,36	3,35

A **TARIFA LOCACIONAL** foi a terceira proposta tarifária em curto prazo estudada. Essa é uma das modalidades que melhor consegue promover a eficiência alocativa dos custos de uso da rede. Isso ocorre, pois, em sua concepção, busca-se mensurar e quantificar o quanto cada ponto de fornecimento (carga) causa de impacto no sistema de distribuição. Dessa forma, o sinal tarifário fica implícito na localização do consumidor e da respectiva intensidade da demanda.

É importante ressaltar que o cálculo locacional pode não estar diretamente relacionado a aspectos de justiça social, podendo trazer custos mais elevados a consumidores de menor porte e localizados em regiões distantes do centro de carga.

Uma vez que os números de consumidores e ativos elétricos envolvidos são da ordem de milhares no segmento de baixa tensão, a criação desse tipo de sinal tarifário é complexa e requer a manipulação de grandes bases de dados. Dessa forma, para a concepção de um modelo tarifário locacional consistente, tem-se, em um primeiro momento, o desafio de identificar se, de fato, existem custos significativamente diferentes dentro de uma mesma área de concessão que justifiquem a adoção dessa modalidade tarifária. Outro desafio é calcular as tarifas locacionais,

tendo-se em vista os problemas cadastrais nas bases de dados, em especial na BDGD das distribuidoras. Dessa forma, a tarifa locacional ainda se mostra em estágio de amadurecimento, tanto por parte da especificação e modelagem feita pela Aneel quanto pela qualidade dos dados disponibilizados pelas distribuidoras.

DIRETRIZES DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE TARIFAS LOCACIONAIS PARA A BAIXA TENSÃO

Maximizar a utilização de informações já levantadas pelas distribuidoras em outras etapas do processo de revisão tarifária, principalmente aquelas que já passaram por validações prévias por parte do órgão regulador.

Minimizar a complexidade inerente a um cálculo locacional “puro” na baixa tensão, tornando, assim, possível sua aplicação.

Punir, via aumento de tarifa, consumidores que demandam maior utilização da rede, principalmente em instantes de pico de demanda do sistema.

METODOLOGIA DA TARIFA LOCACIONAL NA BAIXA TENSÃO

Caracterização inicial da área de concessão da distribuidora a partir da subdivisão em regiões definidas pelas respectivas subestações alta tensão/média tensão.

A partir da BDGD de cada distribuidora, obtenção dos ativos de rede por nível de tensão (incluindo trechos, transformadores e demais equipamentos), além do mercado atendido por classe e nível de tensão (MWh/ano).

Agregação das curvas de carga típicas e cálculo das demandas máximas por nível de tensão.

Com os dados de custos unitários dos componentes de rede (utilizados para o cálculo dos custos médios na revisão tarifária periódica), dos ativos de rede e do mercado, cálculo dos custos médios (R\$/kW) por nível de tensão para os grupos de subestações avaliados.

Análise da dispersão dos valores de custos médios para o estabelecimento de sub-regiões a terem tarifas diferenciadas.

Determinação das curvas de carga típicas de consumidores e redes ajustadas ao mercado de cada uma dessas sub-regiões.

Para cada grupo formado, calculam-se os custos de capacidade específicos multiplicando-se os respectivos custos de capacidade de cada curva típica pela respectiva demanda máxima. Determina-se, assim, a receita marginal, que se constitui em uma primeira estimativa da estrutura vertical (denominada EVO) para repartição de custos da TUSD Fio B nos níveis de tensão existentes.

Definição da estrutura tarifária e estrutura vertical para cada região formada após os ajustes da EVO ao mercado faturado e a realocação de custos entre os níveis de tensão para as despesas comerciais e administrativas.

Repartição da receita requerida (recuperada via TUSD) entre as regiões, tendo por base a relação entre os valores dos ativos de rede por nível de tensão.

Cálculo das tarifas de referência e aplicação para cada região, nos mesmos moldes do cálculo atual único para toda a área de concessão.

Em linhas gerais, entende-se que os custos da distribuição (custos de capital e O&M) e da transmissão estão fortemente correlacionados ao quantitativo de ativos, entre outros aspectos. Além disso, os custos comerciais e administrativos da Parcela B foram rateados na proporção do número de consumidores por grupo, tendo em vista sua real natureza, ou seja, são custos não associados ao uso da rede.

Na definição da tarifa locacional, incluiu-se a questão da qualidade como atributo influente. Dessa forma, propôs-se que os grupos/as sub-regiões com melhor qualidade pagassem valores mais elevados. Para tanto, utilizou-se o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) como parâmetro de comparação. Assim, foi proposto alterar a alocação da receita de modo proporcional à variação do DEC de cada grupo em relação ao DEC global da distribuidora.

SIMULAÇÃO DA TARIFA LOCACIONAL

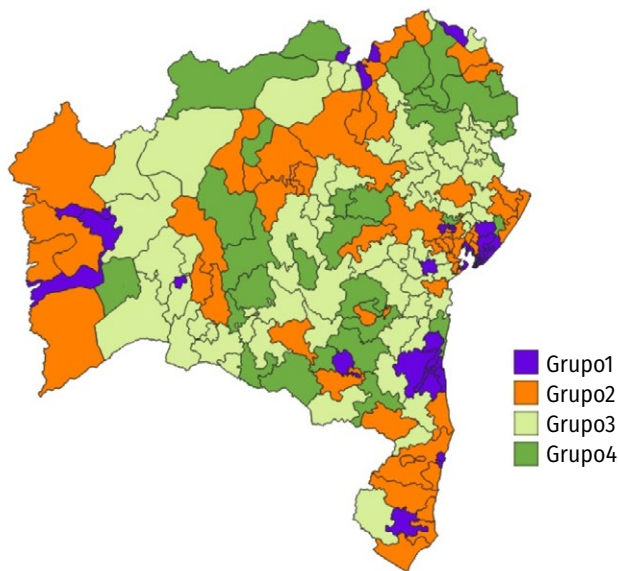
A simulação da tarifa locacional aplicada à Coelba incluiu 350 subestações, divididas em quatro grupos, de acordo com a proximidade do valor de cada subestação com a soma do custo médio dos níveis baixa tensão e média tensão, bem como segundo a equalização do número de subestações em cada sub-região. Definidos os quatro grupos, foram seguidos os passos metodológicos para a obtenção das tarifas de referência e aplicação para cada região, nos mesmos moldes do cálculo atual único para toda a área de concessão. Nesse processo, foram determinados os respectivos custos médios de cada um dos grupos, além da estrutura vertical (EVO) relativa ao sistema de distribuição da Coelba. Foram calculadas, ainda, as curvas de carga típicas de consumidores e redes ajustadas ao respectivo mercado. Depois, foram determinados os custos de capacidade específicos de cada um dos grupos. Com tais dados e para a obtenção das tarifas de referência e tarifas de aplicação para cada grupo/sub-região, foi preciso definir o montante de mercado e a receita alocada (divisão de custos) para cada um desses grupos. O montante de mercado foi definido diretamente com base nos dados de consumo, associados a cada grupo de subestações, declarados na BDGD. Para a segregação da receita da TUSD, levou-se em consideração a proporção dos custos de ativos, o número de consumidores (custos comerciais e administrativos) e a equalização em função do DEC de cada grupo com relação ao DEC médio.

Seguindo os mesmos passos metodológicos para a definição da tarifa locacional e aplicados para a Coelba, a simulação realizada na Enel SP também considerou a divisão das subestações da distribuidora em quatro grupos.

Enel SP: relação de mercado e custos por grupo

Grupos de Subestações	Participação de mercado (%)	Divisão custos (%)
Grupo 1	42	43,69
Grupo 2	35	43,55
Grupo 3	10	6,12
Grupo 4	14	6,64

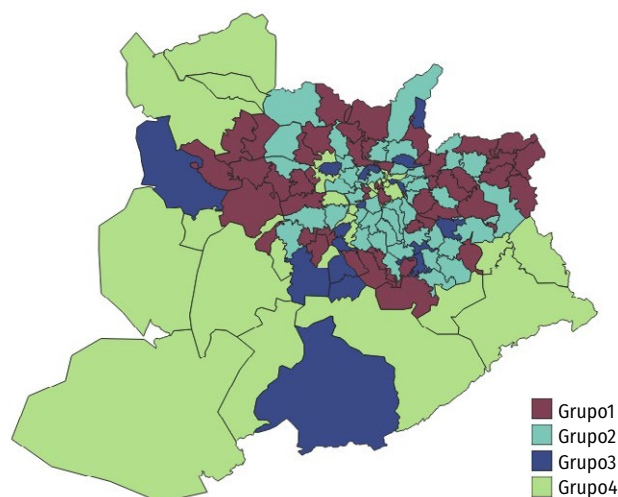
DIVISÃO DE GRUPOS COELBA



Coelba: relação de mercado e custos por grupo

Grupos de subestações	Nº de subestações	Participação de mercado (%)	Divisão custos (%)
Grupo 1	78	55	22,47
Grupo 2	91	26	26,63
Grupo 3	107	15	33,86
Grupo 4	74	4	17,05

DIVISÃO DE GRUPOS ENEL SP



RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS TARIFAS EM CURTO PRAZO

As simulações mostraram que a **TARIFA BINÔMIA** promove realocação de custos em todas as classes e faixas de consumo das cinco distribuidoras analisadas. Tal fato se dá em função das diferentes características de utilização da rede em cada grupo de consumidores apresentado. Para o Subgrupo B1 (residenciais), notou-se um efeito benéfico da tarifa em duas partes. Tal subgrupo obteve uma redução nas tarifas. No entanto, vale observar que, se para as duas primeiras faixas de consumo do Subgrupo B1 houve redução na tarifa, para as duas maiores faixas houve aumento. No que diz respeito aos consumidores rurais (Subgrupo B2), o efeito da aplicação da tarifa binômica foi mais variado e não homogêneo, o que reflete as realidades distintas das distribuidoras analisadas. As variações não foram expressivas, com exceção da primeira faixa de consumo da CPFL Paulista, com redução de 9,29%. No Subgrupo B3 (demais classes), notou-se, de forma geral, um aumento no valor das faturas. Em particular, a primeira faixa de consumo da Coelba apresentou um acréscimo de 10,31%.

SIMULAÇÕES TARIFA BINÔMIA



SUBGRUPO B1: redução nas tarifas, com destaque para as duas primeiras faixas de consumo.



SUBGRUPO B2: efeito mais variado e não homogêneo, com variações não expressivas.



SUBGRUPO B3: no geral, aumento no valor da tarifa.

TARIFA BINÔMIA: EFEITO MÉDIO PARA O CONSUMIDOR (%)

Fatura completa: TUSD+TE - ref. PCAT 2018 (sem impostos)

Subgrupo Tarifário	Faixa de consumo (kWh)	CELESC		COELBA		COPEL		CPFL PAULISTA		EDP ES	
B1 (residencial)	0-100	-4,72	-0,34	-5,06	-2,17	-5,13	-1,62	-7,23	-0,87	-2,38	-0,34
	100-220	-3,93		-1,55		-2,27		-1,19		-4,82	
	220-500	-0,34		0,12		0,03		-0,04		0,00	
	500-1000	0,69		0,48		0,59		0,54		1,07	
	> 1000	3,78		3,29		2,38		3,47		4,92	
B2 (rural)	0-300	-1,08	0,35	0,66	1,61	-4,88	-1,72	-9,29	-0,39	-0,95	0,49
	300-1000	0,75		1,26		-2,55		-0,06		1,30	
	1000-5000	2,78		2,58		-0,66		1,06		3,19	
	> 5000	1,74		1,93		-1,02		0,98		2,44	
B3 (demais classes)	0-2500	2,01	1,84	10,31	5,68	4,06	3,35	6,02	2,61	2,51	2,32
	2500-5000	0,84		-1,39		1,72		-0,49		1,13	
	5000-10000	0,72		-1,83		1,58		-0,73		1,23	
	> 10000	0,59		-1,33		3,27		-0,55		1,49	
B1+B2+B3		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	

Em relação às simulações apresentadas para a **TARIFA TRINÔMIA**, em geral, tal modalidade tende a impactar mais significativamente as menores faixas de consumo, em especial, do Subgrupo B1. Para as cinco distribuidoras analisadas, observou-se um aumento da tarifa para as faixas de consumo mais baixas desse subgrupo e uma redução da tarifa nas faixas mais elevadas. De forma geral, para os Subgrupos B2 e B3, notou-se uma redução de responsabilidades pelo pagamento dos custos de rede, particularmente dos clientes do Subgrupo B3.

SIMULAÇÕES TARIFA TRINÔMIA



SUBGRUPO B1: aumento da tarifa nas faixas de consumo mais baixas e redução nas faixas mais elevadas.



SUBGRUPOS B2 e B3: redução de responsabilidades pelo pagamento dos custos de rede, em especial dos clientes do Subgrupo B3.



TARIFA TRINÔMIA: EFEITO MÉDIO PARA O CONSUMIDOR (%)											
Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018 (sem impostos)											
SUBGRUPO TARIFÁRIO	FAIXA DE CONSUMO (kWh)	CELESC		COELBA		COPEL		CPFL PAULISTA		EDP ES	
B1 (residencial)	0-100	5,76		2,79		2,21		2,98		4,97	
	100-220	-1,95		-1,54		-0,99		0,81		-3,77	
	220-500	-0,68	-0,36	-2,69	-0,41	-0,73	-0,48	-0,62	0,22	-0,99	-0,42
	500-1000	-1,12		-3,67		-1,42		-1,65		-1,08	
	> 1000	0,72		-1,91		-0,45		0,04		1,68	
B2 (rural)	0-300	3,31		6,59		-1,68		-4,58		3,02	
	300-1000	0,27	1,47	-2,40	-0,10	-3,91	-3,64	-1,34	-2,25	0,13	1,66
	1000-5000	0,09		-2,73		-3,59		-2,10		0,41	
	> 5000	-1,26		-3,70		-4,22		-2,69		-0,60	
B3 (demais classes)	0-2500	2,06		6,10		2,79		3,44		2,62	
	2500-5000	-1,94	1,51	-6,42	1,13	-1,19	1,50	-3,74	-0,35	-1,76	1,98
	5000-10000	-2,15		-6,91		-1,40		-4,05		-1,74	
	> 10000	-2,32		-6,53		0,03		-3,97		-1,56	
B1+B2+B3		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	

A adoção da modalidade tarifária em três partes deve ponderar a eficiência econômica com a razoabilidade. Contudo, a partir dos resultados das simulações, talvez seja mais vantajoso diferenciar os consumidores do que cobrar uma tarifa uniforme para todos, mesmo em situações nas quais não se dispõe de uma informação completa sobre as características de cada consumidor.

Tomando-se como referência os números que expressam os efeitos médios percebidos pelos consumidores em suas faturas em cada nível de tensão da Coelba e da Enel SP, pode-se afirmar que a **TARIFA LOCACIONAL** aplicada para áreas de concessão tão diferentes entre si traz resultados igualmente distintos. Vale ressaltar que tais resultados correspondem às simulações iniciais que se fundamentaram no cálculo dos custos médios, considerando-se a demanda máxima registrada como referência de carregamento do sistema de distribuição.

No caso da Coelba, os consumidores do Grupo 1 tiveram uma diminuição nos valores de suas faturas, já os clientes dos demais grupos perceberam um aumento nestas, principalmente os dos Grupos 3 e 4. Em linhas gerais, nota-se que a combinação de alocação entre mercado e receita e estrutura vertical trouxe um alívio na tarifa dos consumidores do Grupo 1. Para os Grupos 2, 3 e 4, aqueles cujo mercado é menor, tem-se uma elevação no efeito médio percebido pelo consumidor em todos os níveis de tensão. Tal impacto é consequência direta da característica típica da área de concessão, em que consumidores de menor porte, atendidos por extensão de redes significativa, devem arcar com os custos desses ativos. Dessa forma, verifica-se um desequilíbrio natural na relação custo e mercado atendido, onerando, assim, a tarifa desses consumidores. Caso essa divisão fosse efetivamente aplicada, os consumidores pertencentes aos Grupos 3 e 4 perceberiam um aumento tarifário expressivo, em contrapartida com a diminuição tarifária no Grupo 1.

Coelba: Efeito médio esperado para o consumidor de cada nível de tensão

Efeito Consumidor		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	-62%	-8%	92%	293%
A3	Azul	-50%	18%	143%	423%
MT	Azul	-47%	33%	202%	441%
	Verde				
B1	Convencional	-59%	3%	123%	277%
B2	Convencional				
B3	Convencional				
B4a	Convencional				
B4b	Convencional				
Total		-57%	9%	139%	312%

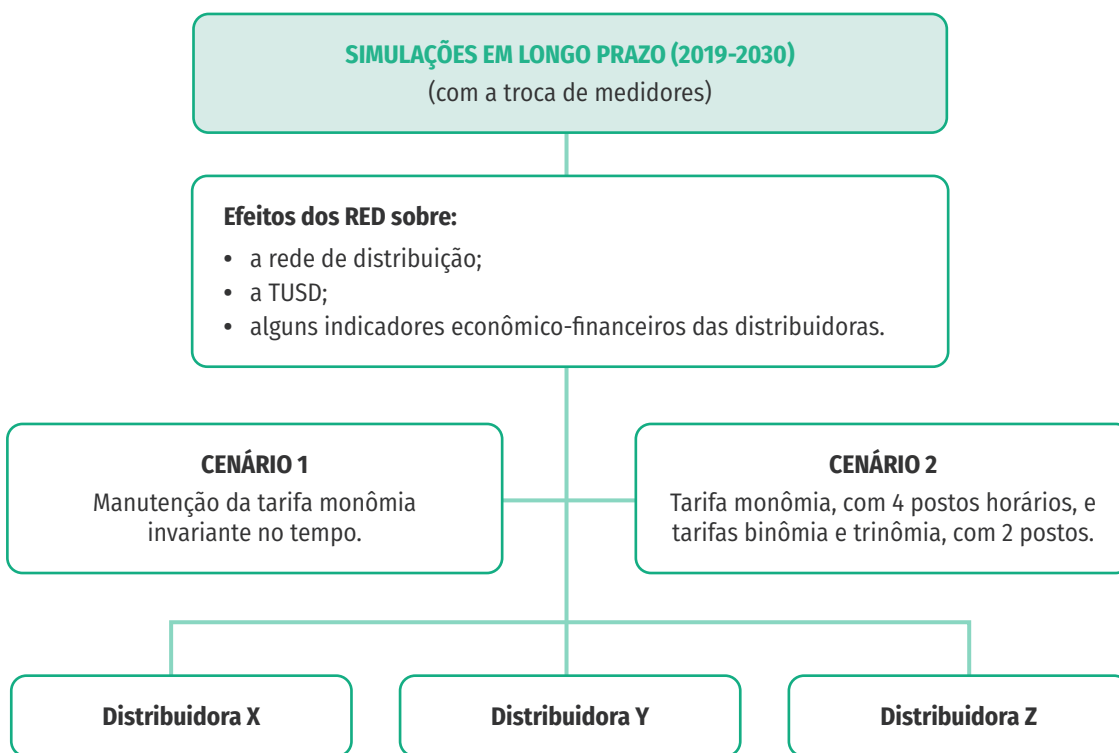
Por outro lado, a Enel SP apresenta um desequilíbrio entre custo e mercado atendido mais moderado. Os consumidores pertencentes aos Grupos 1 e 2 perceberiam, em média, um aumento em sua fatura. Em contrapartida, haveria uma diminuição para os consumidores dos Grupos 3 e 4. Embora se verifique que alguns grupos teriam aumento tarifário em detrimento de redução nos demais, não são esperadas variações tão abruptas como no caso da Coelba. Tal fato se dá, principalmente, devido à maior concentração de carga na área de concessão da empresa.

Enel SP: Efeito médio esperado para o consumidor de cada nível de tensão

Efeito Consumidor		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	40%	72%	4%	-21%
MT	Azul	45%	83%	19%	-17%
	Verde				
B1	Convencional	-15%	-2%	-64%	-70%
B2	Convencional				
B3	Convencional				
B4a	Convencional				
B4b	Convencional				
Total		-57%	9%	139%	312%

SIMULAÇÕES EM LONGO PRAZO

As simulações com perspectivas em longo prazo, ou seja, com a troca de medidores de consumo, foram realizadas entre os anos de 2019 e 2030, a partir de dois cenários. No primeiro, sob a hipótese de manutenção da estrutura tarifária vigente aplicada aos consumidores do Grupo B, foram estimados os efeitos da difusão dos RED sobre as redes de distribuição, sobre a TUSD e sobre alguns indicadores econômico-financeiros das distribuidoras. O segundo cenário simulou os mesmos efeitos, partindo da premissa de que as tarifas monômias invariantes no tempo, aplicadas atualmente no Grupo B, seriam substituídas por modalidades tarifárias monômias, com quatro postos horários, ou multipartes (binômias e trinômias), com dois postos temporais.



A importância, segundo autores selecionados, do sinal horário na tarifa

Um dos objetivos da estrutura tarifária é repartir os custos de forma eficiente entre os usuários. Assim, é desejável que as tarifas sejam mais elevadas para consumidores que causem mais custos, ou seja, com elevada demanda coincidente com a ponta do sistema. Por sua vez, clientes com demandas de magnitude similar que ocorrem fora da ponta não deveriam ser tarifados da mesma maneira, uma vez que estes não exigem da distribuidora investimentos em capacidade adicional (BORENSTEIN, 2003).

Outra função importante das tarifas é sinalizar aos usuários a escassez ou o excesso de energia ou de capacidade em um determinado momento. Dessa forma, a importância de tarifas variantes no tempo está na capacidade de promover mudanças no comportamento dos consumidores, encorajando-os a deslocar demandas que ocorram durante o pico para outros horários. Reduz-se, assim, o excesso de capacidade para o período fora de ponta e eleva-se o fator de carga (BORENSTEIN, 2003; MIT, 2016).

É válido ressaltar, ainda, a importância que o sinal temporal na tarifa tem para promover demandas flexíveis, incentivar a difusão de RED e permitir reduções de custos significativas. No entanto, tarifas que erroneamente incentivam a redução da demanda em momentos em que não haja a necessidade de postergação de investimentos em capacidade podem gerar distorções alocativas (MIT, 2016).

Todas as simulações foram realizadas para três distribuidoras de energia elétrica, heterogêneas entre si e localizadas em diferentes estados brasileiros. A escolha por essas concessionárias buscou capturar as diferentes características das áreas de concessão, as quais pudessem influenciar os resultados das simulações. Tais empresas também deveriam disponibilizar, quando necessário, informações que não fossem públicas para a realização das simulações. As três distribuidoras escolhidas atendem a um total de 6,9 milhões de UC, localizadas em 198 municípios.

DISTRIBUIDORA X	DISTRIBUIDORA Y	DISTRIBUIDORA Z
<ul style="list-style-type: none"> Grande porte. 70% do mercado faturado no Grupo B. 70% da baixa tensão na EV*. IDH-M** de 0,766 (considerado alto). 	<ul style="list-style-type: none"> Maior empresa da amostra, atende a mais de 3 milhões de UC. 74% do mercado faturado no Grupo B. 75% da baixa tensão na EV. IDH-M de 0,765. 	<ul style="list-style-type: none"> Médio porte, única empresa de abrangência estadual da amostra. 78% do mercado faturado no Grupo B. 86% da baixa tensão na EV. IDH-M de 0,697 (considerado médio).

* Estrutura vertical, calculada na última revisão tarifária. A EV define, entre os grupos e subgrupos tarifários divididos por níveis de tensão, o critério de rateio dos custos de distribuição (remuneração dos ativos, quota de reintegração e custos operacionais) (ANEEL, 2011).

** Índice de Desenvolvimento Humano Municipal.

METODOLOGIA DAS TARIFAS PROPOSTAS EM LONGO PRAZO

Para a realização das simulações em longo prazo em um contexto de difusão dos recursos energéticos distribuídos, foi desenvolvida uma ferramenta que reproduz o cálculo da estrutura tarifária e o insere em um modelo de simulação de processos tarifários no período de 2019 a 2030. Em virtude das incertezas inerentes a qualquer projeção, em particular aquelas relacionadas à velocidade de difusão dos RED, tal ferramenta foi criada de modo a incorporar diferentes cenários de difusão. De forma geral, esses cenários foram modelados como trajetórias, baseadas em estudos anteriores e expressas em MWh/ano ou em quantidades de veículos. Foram consideradas projeções de três recursos energéticos distribuídos como insumos para as simulações das tarifas em longo prazo, sendo: geração distribuída, veículos elétricos e armazenamento distribuído.

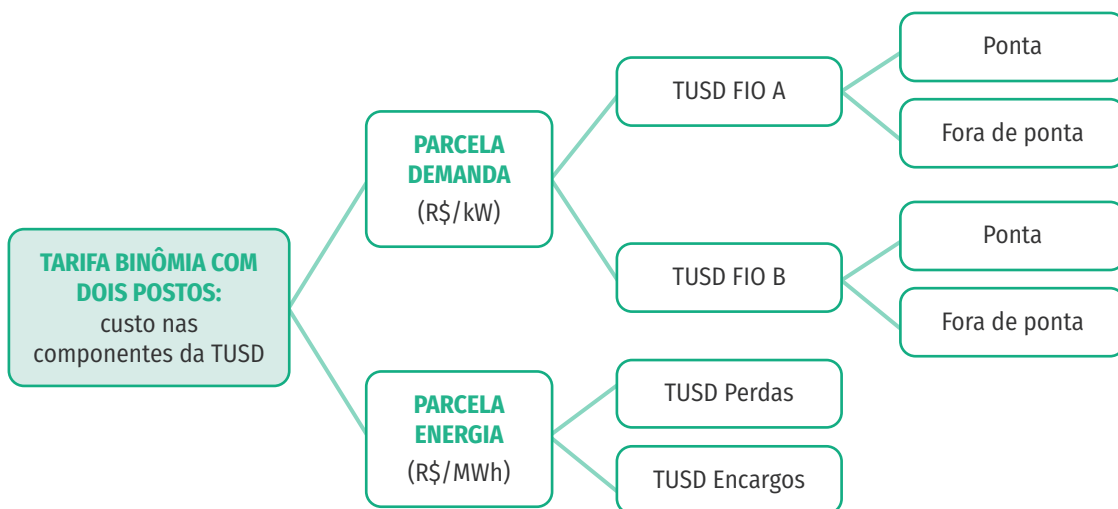
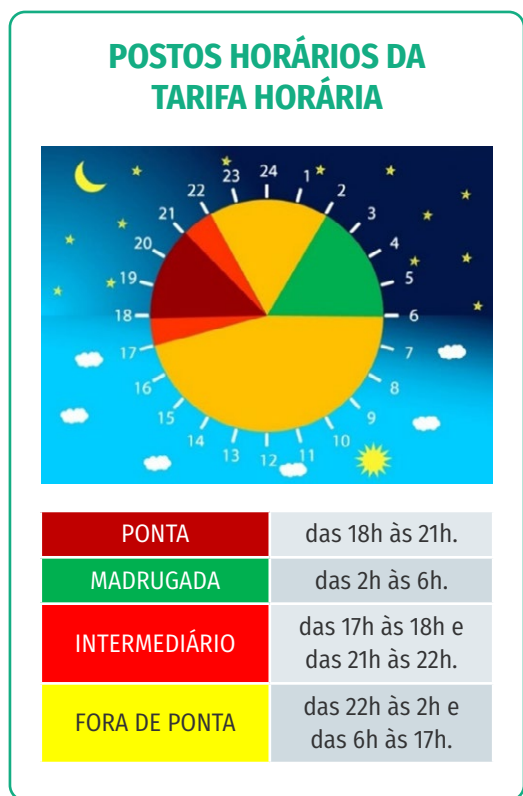
Determinantes para a velocidade de penetração dos RED:

- evolução dos custos das diferentes tecnologias;
- preferências dos consumidores;
- tamanho do mercado potencial em função da renda e das especificidades locais;
- arcabouço regulatório e políticas de incentivo adotadas.

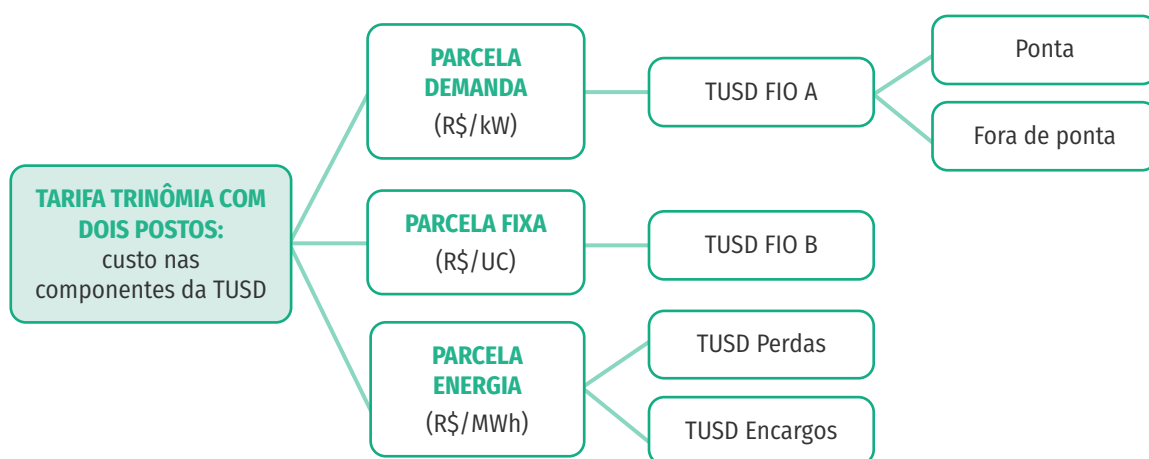
Os **QUATRO POSTOS HORÁRIOS DA TARIFA MONÔMIA VOLUMÉTRICA** são: P1: ponta, P2: intermediário, P3: fora de ponta e P4: madrugada. Esses diferentes postos são aplicáveis à TUSD (em R\$/MWh). Nesse cenário, a tarifa de energia (TE) foi mantida invariante no tempo. O posto de ponta, que ocorre entre 18h e 21h, corresponde ao período de três horas

consecutivas de maior carga agregada na baixa tensão das três distribuidoras analisadas. No caso da Distribuidora Y, esse não é o horário de ponta inicial, mas passa a ser após a entrada da geração distribuída. O posto da madrugada, que ocorre entre 2h e 6h, corresponde às quatro horas de menor carga na BT. Os intervalos que vão das 17h às 18h e das 21h às 22h, uma hora antes e uma hora depois do período de ponta, correspondem ao posto intermediário, criado para desincentivar rápidos aumentos ou diminuições da carga decorrentes dos sinais tarifários. Os horários fora de ponta correspondem aos períodos entre 22h e 2h e entre 6h e 17h.

As **TARIFAS BINÔMIAS COM DOIS POSTOS HORÁRIOS** (P1: ponta e P2: fora de ponta) são aplicáveis à TUSD transporte (Fio A e Fio B), cobrada em R\$/kW. A TE e os demais componentes da TUSD (perdas e encargos) foram mantidos invariantes no tempo e cobrados em R\$/MWh. Assim como na modalidade anterior, o posto de ponta ocorre entre 18h e 21h.



As **TARIFAS TRINÔMIAS COM DOIS POSTOS HORÁRIOS** seguem a mesma construção das tarifas em duas partes. No entanto, a parcela da TUSD Fio B, correspondente aos custos comerciais dos consumidores de baixa tensão, é cobrada mensalmente por meio de um componente fixo em R\$/UC.



Para a substituição do parque de medição de consumo, foram considerados os medidores avançados mais baratos do mercado, capazes de permitir a implementação das modalidades tarifárias simuladas. Outra premissa colocada para a realização das simulações é que a migração dos consumidores da tarifa atual para as novas seria compulsória, a fim de mitigar o risco de que parte relevante dos consumidores migrassem para as novas tarifas sem modular suas cargas para se beneficiar de redução nas faturas, o que reduziria as receitas das distribuidoras sem os benefícios da redução da ponta. Outro princípio adotado para as simulações é que os consumidores poderiam reagir aos sinais de preços dados pelos postos tarifários.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DAS TARIFAS EM LONGO PRAZO

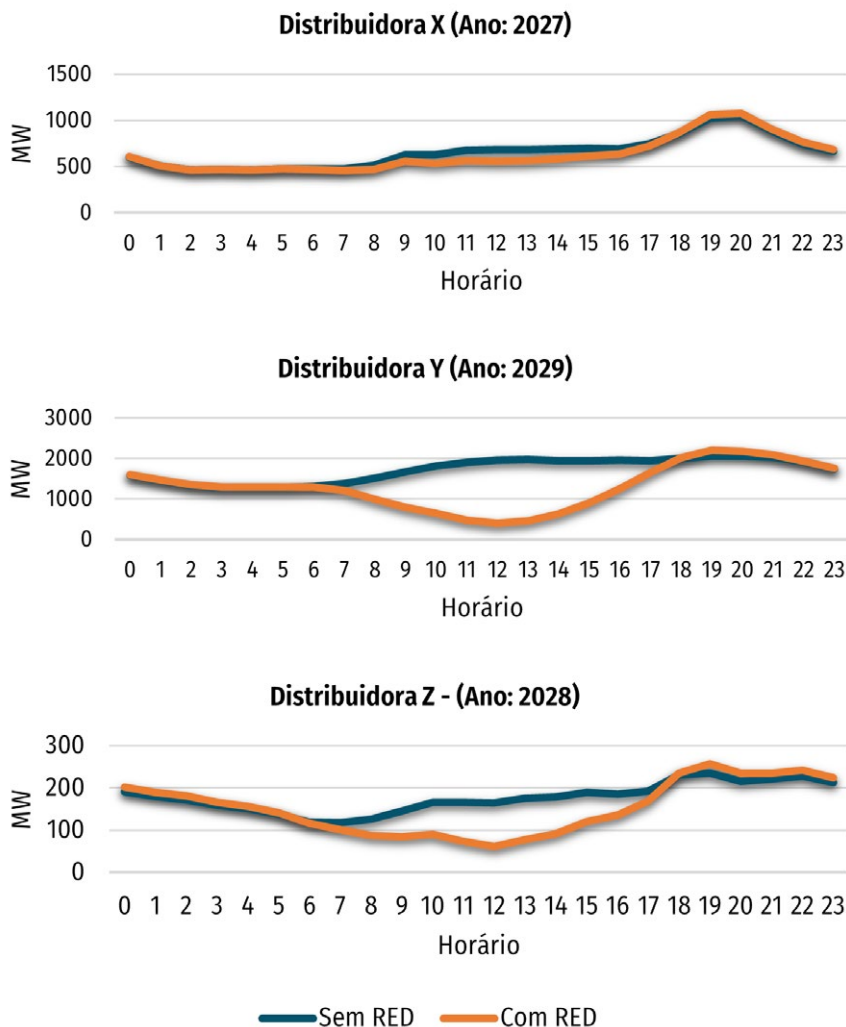
Para se conhecer o impacto estimado da difusão dos recursos energéticos distribuídos sobre a estrutura tarifária atual (**CENÁRIO 1**), foram realizados dois horizontes de simulação. No primeiro, supõe-se uma difusão média de RED; no segundo, a difusão dos RED é mantida no patamar atual. É a partir das diferenças entre os dois tipos de situações que se estima o impacto dos recursos energéticos distribuídos com a manutenção da tarifa vigente para a baixa tensão.

Ao se tratar dos impactos à rede de distribuição, por meio das simulações, foi possível notar, nas três distribuidoras, uma suavização da curva agregada nos horários em que existe geração fotovoltaica, que pode ser atribuída à difusão da GD. Por outro lado, há um aumento do pico que resulta, principalmente, da difusão dos veículos elétricos. Vale ressaltar que a curva sintética dos consumidores com VE foi desenhada para



que a entrada desses automóveis na rede ocorresse a partir das 18h. Esses dois efeitos cruzados tendem a tornar mais proeminente a ponta do sistema no início da noite. Logo, eleva-se a participação da potência dos consumidores com ponta nesse intervalo.

CURVAS AGREGADAS DE CARGA DA BAIXA TENSÃO*



*Simulações para o ano da última revisão tarifária periódica (RTP) projetada de cada distribuidora.

As simulações realizadas apontam para o aumento da participação do Grupo B na estrutura vertical (EV) em todas as situações em que ocorre difusão dos RED. Tal aumento se deve à ponta da baixa tensão permanecer em um horário sem geração fotovoltaica. O aumento da participação do Grupo B na EV, a necessidade de investimentos adicionais para atender à nova ponta, a redução do consumo faturado de energia pelas distribuidoras associada à expansão da GD e o aumento do montante de subsídios cruzados pagos pelos consumidores aos prosumidores tendem a elevar o valor da TUSD cobrada dos consumidores em baixa tensão.

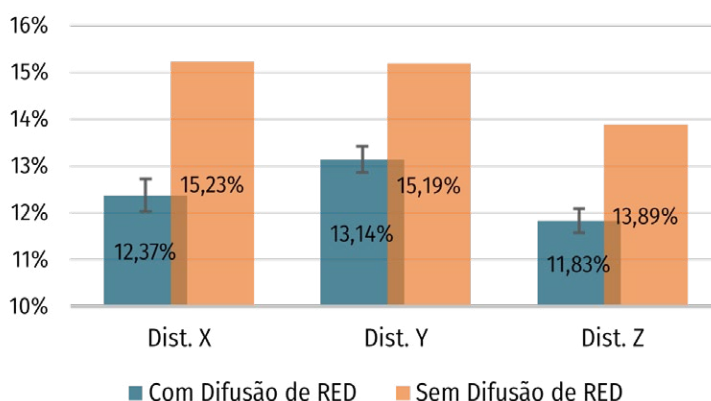
PARTICIPAÇÃO DA BAIXA TENSÃO NA ESTRUTURA VERTICAL*



*Simulações para o ano da última revisão tarifária periódica (RTP) projetada de cada distribuidora.

No que diz respeito aos efeitos da difusão de RED sobre indicadores econômico-financeiros das Distribuidoras X, Y e Z, foi utilizado o indicador de Rentabilidade sobre os Ativos. No horizonte com difusão de RED, as simulações mostraram que a combinação da necessidade de investir no atendimento do aumento da ponta da curva de carga e da redução da receita com TUSD paga pelos consumidores contribui para diminuir a Rentabilidade sobre os Ativos em relação ao horizonte em que os RED são mantidos no patamar atual. Em todas as distribuidoras, nota-se uma queda significativa sobre tal indicador.

MÉDIA E DESVIOS PADRÕES DA RENTABILIDADE SOBRE OS ATIVOS PROJETADOS PARA CADA DISTRIBUIDORA EM 2030



QUADRO-RESUMO: CENÁRIO 1

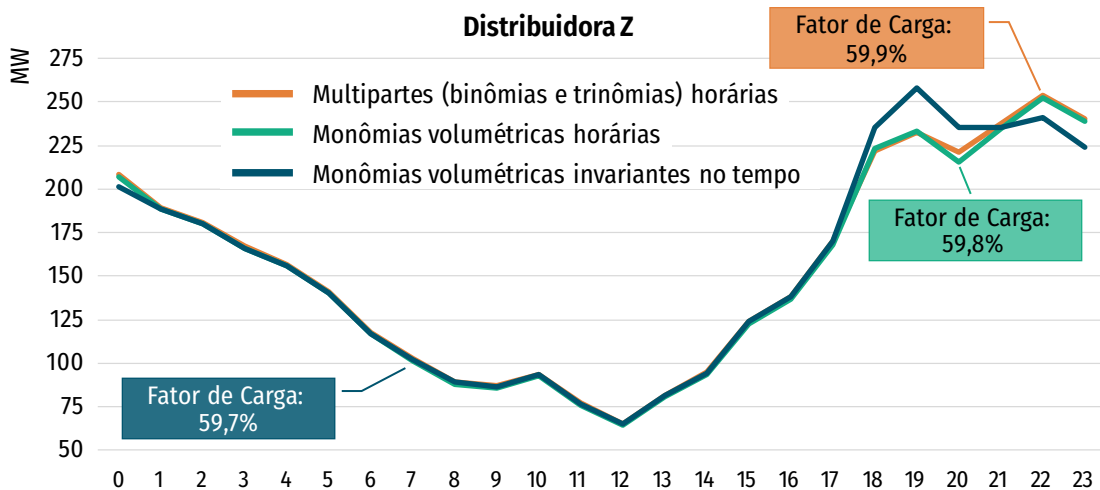
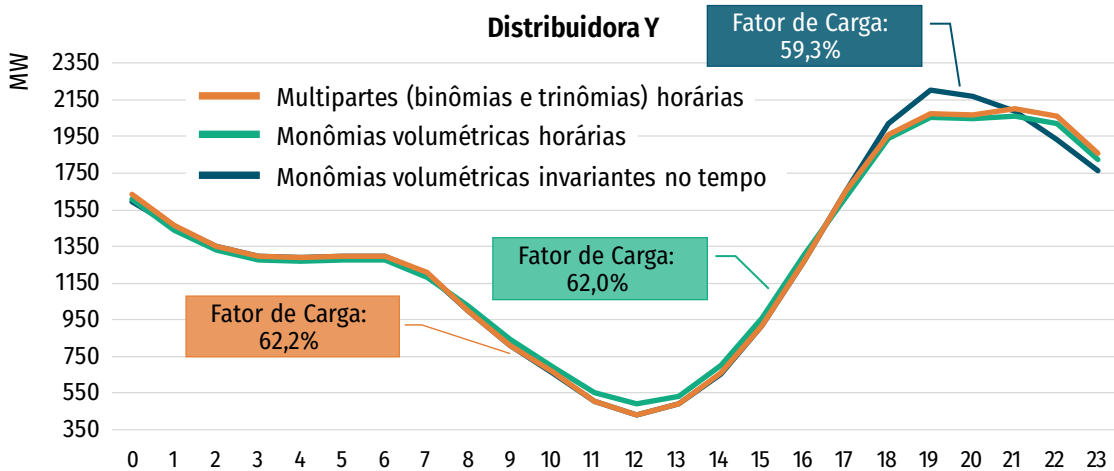
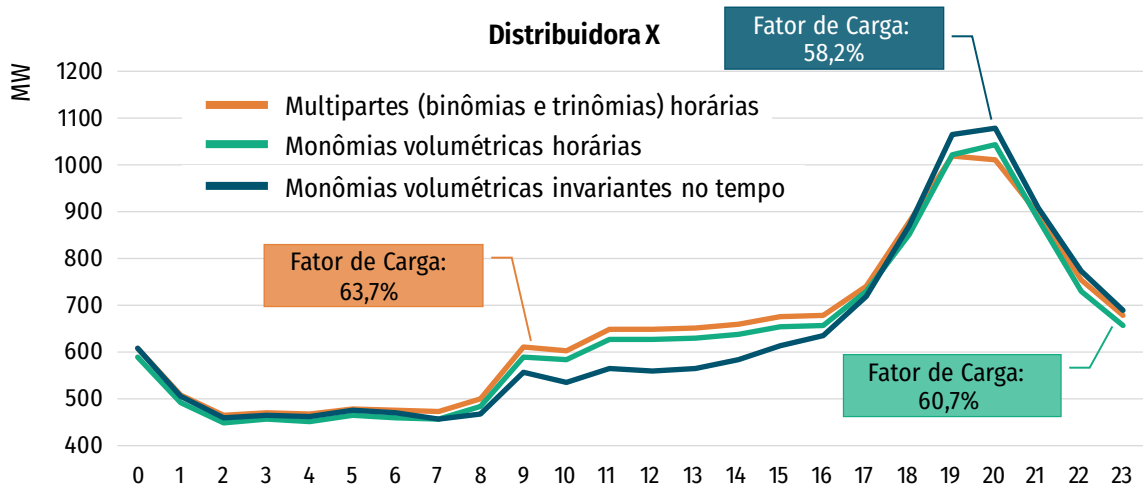
DIFUSÃO DE RED COM A MANUTENÇÃO DA TARIFA ATUAL (2019-2030)

IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E EFEITOS SOBRE A TARIFA DO GRUPO B	<ul style="list-style-type: none"> • Suavização da curva agregada nos horários com geração fotovoltaica. • Aumento do pico que resulta, em particular, da difusão de VE. • Ponta do sistema mais proeminente no início da noite. • Aumento da participação do Grupo B na EV. • Investimentos adicionais para atender à nova ponta. • Redução do consumo faturado de energia pelas distribuidoras. • Aumento dos subsídios cruzados pagos pelos consumidores aos prosumidores. • Tendência de elevação da TUSD dos consumidores BT.
EFEITOS SOBRE A RENTABILIDADE SOBRE OS ATIVOS	Queda significativa sobre a Rentabilidade sobre os Ativos.

No **CENÁRIO 2**, foram realizadas as estimativas dos impactos sobre a rede de distribuição, sobre as faturas dos consumidores e sobre a Rentabilidade sobre os Ativos das distribuidoras. Foram também aplicados sinais horários nas tarifas de uso do sistema de distribuição de todos os consumidores do Grupo B, considerando um cenário de difusão média dos RED. Em todos os casos, os resultados da aplicação das novas tarifas foram comparados às situações nas quais não houve mudança na estrutura tarifária.

Em se tratando dos efeitos das modalidades tarifárias propostas sobre o carregamento da rede de distribuição, como já mencionado, a difusão dos RED tende a acentuar a ponta do sistema. A aplicação das tarifas com postos horários, ao desincentivar picos durante a ponta (das 18h às 21h), pode deslocar demandas para outros horários, o que contribui para a elevação do fator de carga e para a redução do excesso de capacidade fora da ponta.

CURVAS AGREGADAS DE CARGA DA BAIXA TENSÃO*



*Simulações para o ano da última revisão tarifária periódica (RTP) projetada de cada distribuidora.

Além da possibilidade de redução da participação do Grupo B na estrutura vertical, outra consequência do deslocamento de parte da ponta na baixa tensão, devido à reação dos consumidores ao sinal temporal nas tarifas, é a redução da necessidade de realizar investimentos para atendimento à ponta. O quadro ao lado explica os custos de investimento evitados, considerando ou não a troca de medidores. Tendo-se como referência o Custo Marginal de Expansão de cada distribuidora para a simulação dos investimentos evitados nas redes, tanto as tarifas monômias volumétricas com quatro postos quanto as tarifas multipartes (binômia e trinômia) postergariam investimentos nas três distribuidoras analisadas, com destaque para a Distribuidora Y, que apresentou os maiores valores. Ainda que sejam considerados os custos para a instalação de medidores avançados para todos os consumidores do Grupo B, as tarifas monômias volumétricas com quatro postos resultariam na postergação de investimentos para as Distribuidoras Y e Z. Já as tarifas binômia e trinômia evitariam investimentos para as três distribuidoras.

A aplicação das tarifas com sinais horários aos consumidores do Grupo B pode levar ou não à redução das faturas de tais consumidores, dependendo de suas respostas individuais. Essas tarifas podem contribuir, ainda, para a postergação de investimentos para atendimento à ponta e para a redução da responsabilidade de potência da BT na estrutura vertical. Por outro lado, os investimentos em medidores avançados para viabilizar as novas tarifas e a possibilidade de os consumidores não reagirem adequadamente aos sinais tarifários podem levar ao aumento das faturas. Embora esses efeitos cruzados afetem o nível tarifário para os consumidores do Grupo B, um fator mais relevante para a determinação do efeito final das novas modalidades tarifárias sobre a fatura desses consumidores é o perfil de carga de cada um.

Para a avaliação dos impactos tarifários nas faturas dos consumidores do Grupo B pelas simulações, foram considerados três perfis de carga: consumidores com baixo consumo, consumidores com médio ou alto consumo e prosumidores com médio ou alto consumo. As simulações foram realizadas para o ano de 2030, em um cenário de difusão média de RED.

Investimentos evitados na rede (R\$/MW) SEM CONSIDERAR os custos com a troca de medidores		
	MONÔMIA 4 POSTOS	MULTIPARTES
DISTRIBUIDORA X	123 milhões	149 milhões
DISTRIBUIDORA Y	312 milhões	312 milhões
DISTRIBUIDORA Z	141 milhões	139 milhões
Investimentos evitados na rede (R\$/MW) CONSIDERANDO os custos com a troca de medidores		
	MONÔMIA 4 POSTOS	MULTIPARTES
DISTRIBUIDORA X	- 18,74 milhões	7,26 milhões
DISTRIBUIDORA Y	26,64 milhões	26,64 milhões
DISTRIBUIDORA Z	102,84 milhões	100,84 milhões

Para comparar os efeitos da aplicação das novas tarifas sobre uma única base, foi considerado apenas um nível de consumo para cada perfil, cada um deles com duas alternativas de curvas de carga: uma com a demanda máxima no horário de ponta, e a outra com a demanda máxima fora da ponta. Essa diferenciação permitiu estimar possíveis efeitos das novas tarifas sobre os consumidores caso reagissem ou não aos novos sinais de preços.

CONSUMIDOR COM BAIXO CONSUMO

- Consumo de até 100 kWh/mês.
- Baixo fator de carga (abaixo de 30%).
- Tipicamente consumidor da classe residencial.
- Tende a ser o menos beneficiado com a aplicação da tarifa binômia.



CONSUMIDOR COM MÉDIO OU ALTO CONSUMO

- Consumo acima de 100 kWh/mês.
- Alto fator de carga (acima de 50%).
- Dependendo do horário de consumo, pode ter seus picos em horários diferentes.
- Consumidor do Grupo B, sem classe tarifária definida.
- Tende a ser o mais beneficiado com a aplicação da tarifa binômia.



PROSUMIDOR COM MÉDIO OU ALTO CONSUMO

- Consumo acima de 100 kWh/mês.
- Médio fator de carga (entre 30% e 50%).
- Idêntico ao consumidor com médio ou alto consumo, com a diferença de que optou pela instalação da GD em sua unidade.
- Curvas de carga construídas conjugando uma curva sintética de geração fotovoltaica às curvas originais.
- Tende a não ser beneficiado pela adição de um componente de demanda às suas tarifas, em virtude da redução dos subsídios cruzados destinados a esse consumidor.



As simulações para os clientes com baixo consumo indicaram que a aplicação das tarifas monômias volumétricas, com quatro postos tarifários, aumentaria as faturas dos consumidores com demanda máxima no horário de ponta em até 4,4% (Distribuidora X). Para unidades com o mesmo consumo, porém com o pico fora do horário de ponta, a redução na fatura seria de até 27,33% (Distribuidora Z). Os resultados refletem a melhoria na flexibilidade dos custos que a aplicação dessas tarifas traria para a estrutura tarifária. Em decorrência disso, o deslocamento das demandas máximas desses clientes para fora da ponta traria benefícios em suas faturas.

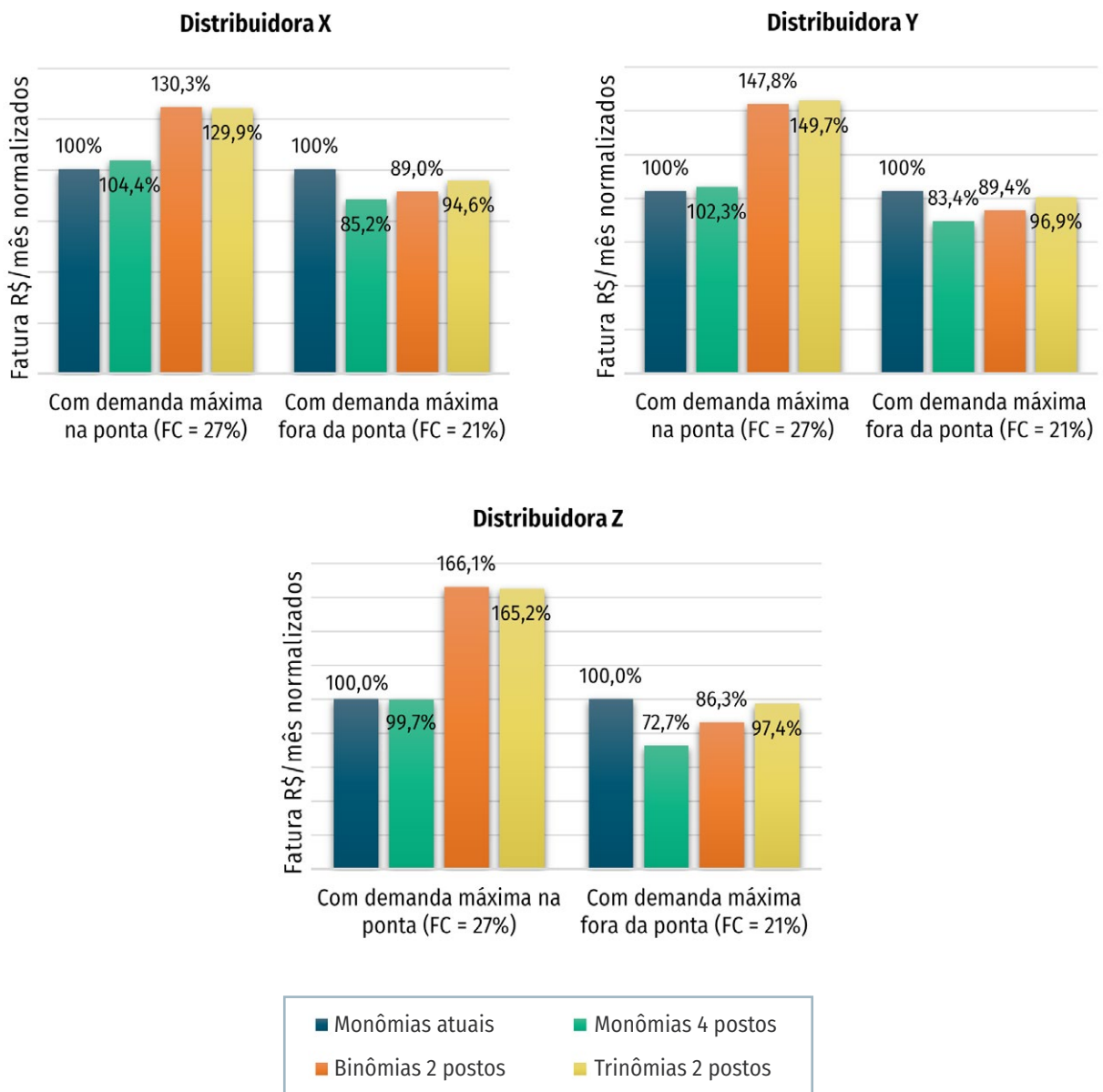
Por outro lado, as tarifas binômia e trinômia, com dois postos tarifários, tendem a aumentar em até 66,09% (tarifa binômia na Distribuidora Z) as faturas dos consumidores de baixo consumo com demanda máxima, coincidente com a ponta do sistema. No entanto, o

sinal horário nas tarifas multipartes possibilitaria reduções de até 13,66% (tarifa binômia na Distribuidora Z) nas faturas, caso os picos não coincidam. Esses resultados refletem a melhoria na flexibilidade dos custos que essas novas tarifas implicam, além de mostrarem a importância do sinal horário para que consumidores com baixo fator de carga reajam às tarifas de demanda e possam, de alguma forma, se beneficiar delas.

EFEITOS DA APLICAÇÃO DAS NOVAS TARIFAS PARA **CONSUMIDORES COM BAIXO CONSUMO** EM UM CENÁRIO DE DIFUSÃO MÉDIA DE RED (2030)

* Consumo mensal simulado de 100 kWh/mês.

** Valores normalizados em uma escala na qual 100% corresponde à fatura que resultaria da manutenção da estrutura tarifária atual.

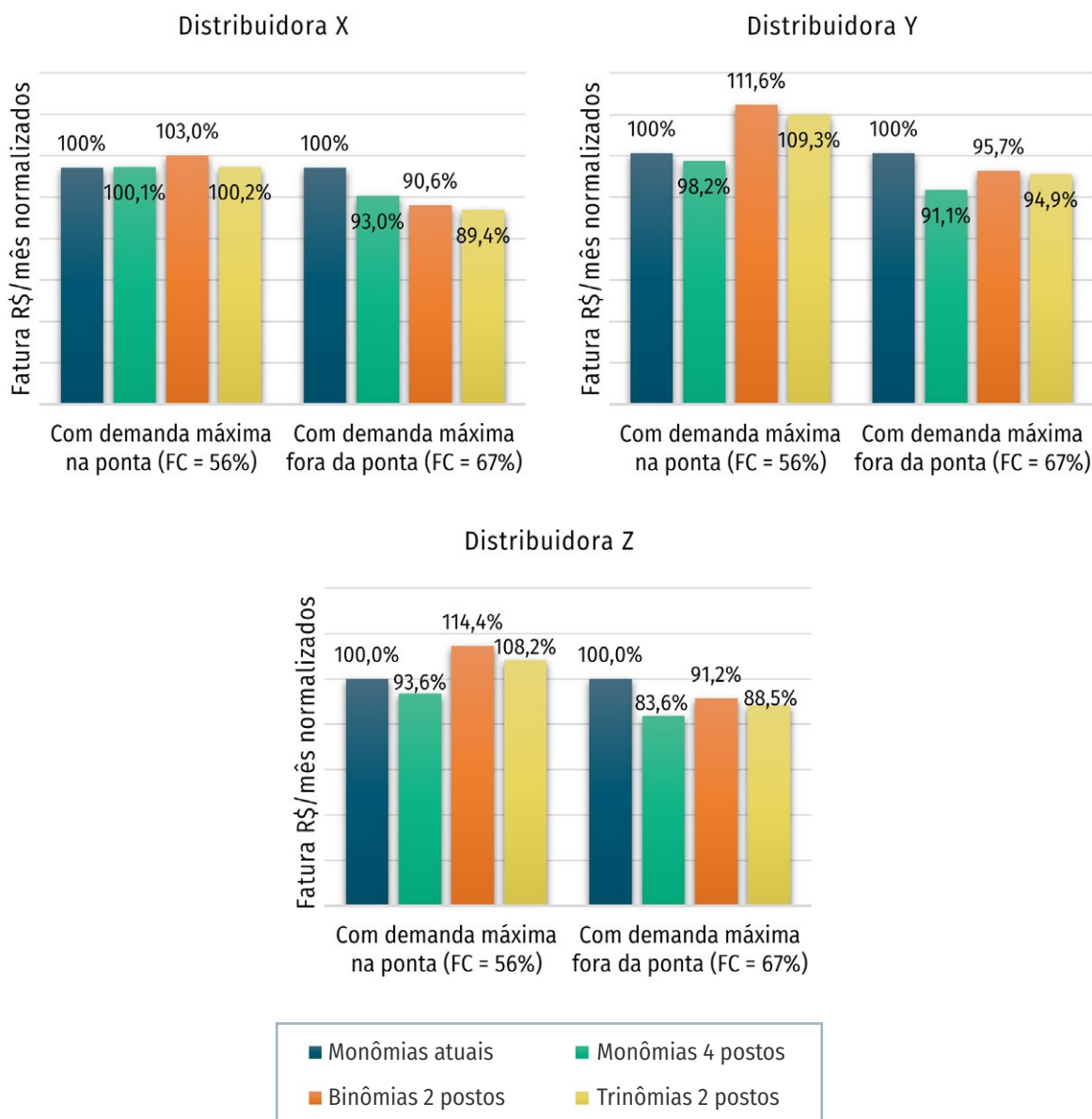


Em relação aos efeitos da aplicação das novas tarifas a consumidores do Grupo B com médio ou alto consumo, as simulações apontaram que, como no caso dos consumidores de baixo consumo, as tarifas monômias volumétricas horárias têm efeitos mais suaves em comparação com as multipartes. Contudo, em ambos os casos, a redução das tarifas dos consumidores está associada, principalmente, à não coincidência da ponta da carga do consumidor com a do sistema.

EFEITOS DA APLICAÇÃO DAS NOVAS TARIFAS PARA CONSUMIDORES COM MÉDIO OU ALTO CONSUMO EM UM CENÁRIO DE DIFUSÃO MÉDIA DE RED (2030)

* Consumo mensal simulado de 604 kWh/mês.

** Valores normalizados em uma escala na qual 100% corresponde à fatura que resultaria da manutenção da estrutura tarifária atual.

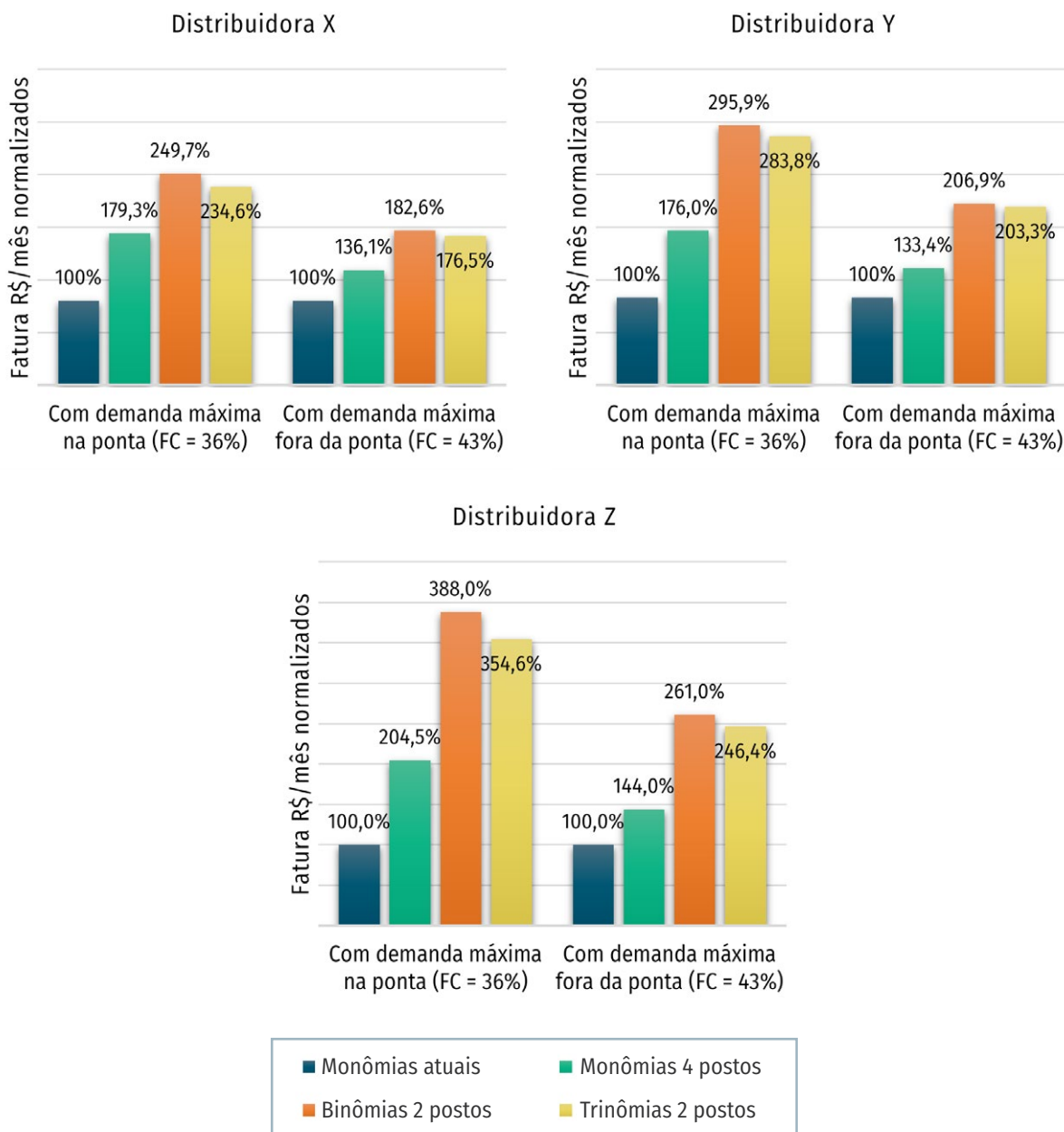


As simulações realizadas para os prosumidores com médio ou alto consumo consideraram, para fins do sistema de compensação (*net metering*), o consumo de 100 kWh/mês, o que corresponde à franquia mínima de consumo de uma UC trifásica. Já o consumo total considerado foi de 604 kWh/mês. A diferença entre os valores, de 504 kWh/mês, corresponde à geração esperada de uma instalação de GD de tamanho médio, com 4 kWp.

EFEITOS DA APLICAÇÃO DAS NOVAS TARIFAS PARA PROSUMIDORES DE MÉDIO OU ALTO CONSUMO EM UM CENÁRIO DE DIFUSÃO MÉDIA DE RED (2030)

* Consumo mensal simulado de 604 kWh/mês, net metering = 100 kWh/mês.

** Valores normalizados em uma escala na qual 100% corresponde à fatura que resultaria da manutenção da estrutura tarifária atual.



Em todos os casos, a aplicação das novas tarifas com sinais temporais aumenta os valores das faturas dos prosumidores. Tal aumento, que reflete a melhoria na flexibilidade dos custos com a redução dos subsídios cruzados aos prosumidores, é maior com a aplicação das tarifas binômias com a ponta coincidente com a do sistema. Contudo, como mostraram as simulações, a manutenção do *net metering* para a parcela volumétrica das tarifas ainda possibilita reduções significativas nas faturas após a instalação da GD.

Ao reduzir o ritmo de crescimento da Base de Remuneração Regulatória, a postergação de investimentos em distribuição, resultante da aplicação de tarifas monômias e multipartes com sinais temporais, levaria a um menor aumento das receitas requeridas das distribuidoras no futuro. Por outro lado, a redução dos subsídios cruzados, ocasionada pela inclusão de um sinal horário nas tarifas, e a maior estabilidade de receita tarifária com a adição de um componente fixo e de demanda são desejáveis do ponto de vista das distribuidoras. Esses dois efeitos, somados às reações incertas dos consumidores aos sinais tarifários, trazem muita instabilidade às projeções dos indicadores econômico-financeiros das empresas.

Nesse sentido, as simulações realizadas mostraram que, nas três distribuidoras analisadas, as tarifas multipartes (binômica e trinômica) tendem a reduzir a instabilidade no retorno sobre os ativos, a qual é decorrente da incerteza quanto à difusão dos RED. Isso se deve à maior estabilidade de receita trazida pela adição do componente fixo e de demanda às tarifas. As simulações também indicaram um aumento da Rentabilidade sobre os Ativos com as novas modalidades tarifárias, em virtude do efeito combinado da postergação de investimentos com o crescimento das receitas.

Vale ressaltar que as simulações não objetivaram realizar uma análise econômico-financeira das distribuidoras, mas sim comparar indicadores obtidos sob diferentes estruturas tarifárias e em distintos cenários de difusão de RED. Os resultados obtidos estão sujeitos a diversas incertezas quanto às projeções e ao comportamento dos consumidores, aos insumos dos modelos e às premissas adotadas. Vale destacar, ainda, que qualquer alteração importante na estrutura tarifária engloba riscos de mercado, os quais podem levar à necessidade de rever as metodologias de cálculo das receitas.

QUADRO-RESUMO: CENÁRIO 2

DIFUSÃO DE RED COM APLICAÇÃO DAS TARIFAS MONÔMIA VOLUMÉTRICA, COM 4 POSTOS TARIFÁRIOS, E MULTIPARTES – BINÔMIA E TRINÔMIA – COM 2 POSTOS HORÁRIOS

Impactos na rede de distribuição	<ul style="list-style-type: none">• Possível modulação de parte da carga agregada na baixa tensão para fora da ponta, decorrente da reação dos consumidores aos novos sinais de preços das tarifas.• Postergação de investimentos em distribuição para atendimento à ponta da baixa tensão.
Efeitos sobre a tarifa do Grupo B	<ul style="list-style-type: none">• Redução nas faturas dos consumidores com baixo consumo e dos consumidores com médio ou alto consumo que modulem seus picos para fora da ponta.• Aumento no valor das faturas dos prosumidores com médio ou alto consumo, reflexo da redução dos subsídios cruzados pagos pelos consumidores aos prosumidores.
Efeitos sobre a rentabilidade sobre os ativos	<ul style="list-style-type: none">• Redução da instabilidade no retorno sobre os ativos, reflexo da adição do componente fixo e de demanda às tarifas.• Aumento da Rentabilidade sobre os Ativos, devido ao efeito combinado da postergação de investimentos com o crescimento das receitas.

▶ Conclusões

A crescente penetração dos recursos energéticos distribuídos nas matrizes elétricas em todo o mundo e a tendência de descentralização da oferta de energia e de uma participação mais ativa dos consumidores trazem à tona a necessidade de estruturar as tarifas de energia elétrica para lidar com os desafios dessa nova realidade. Tal cenário também se faz presente no setor elétrico brasileiro.

Nesse sentido, no âmbito da discussão da modernização das tarifas de distribuição no Brasil, particularmente para os consumidores do Grupo B, o *Projeto Tarifa Moderna* realizou uma ampla análise de novas modalidades tarifárias, por meio de simulações com perspectivas em curto e longo prazos, ou seja, sem e com a troca de medidores de consumo, respectivamente. O projeto, em meio à análise de diversas modalidades tarifárias, buscou avaliar as metodologias de tarifação sob os aspectos conceitual e prático que fossem mais apropriadas para a realidade brasileira. Nesse sentido, sob a perspectiva em curto prazo, foram apresentadas as tarifas multipartes – binômia e trinômia – e locacional. Já em longo prazo foram avaliadas as modalidades tarifárias monômia volumétrica, com quatro postos tarifários, e multipartes – binômia e trinômia, ambas com dois postos horários.

Em curto prazo, no que diz respeito à tarifa binômia, os resultados das simulações demonstraram que há uma realocação de custos em função das diferentes características de utilização da rede em cada grupo de consumidores. Por meio das simulações, para o Subgrupo B1, houve redução nas tarifas para as faixas mais baixas de consumo. Quanto aos consumidores do Subgrupo B2, os resultados da aplicação da tarifa em duas partes foram mais variados e não homogêneos, refletindo as diferentes realidades das distribuidoras analisadas. Já no subgrupo tarifário B3 notou-se, de forma geral, um aumento no valor das faturas.

Em relação à tarifa em três partes, a incorporação da componente fixa demonstrou ter um impacto efetivo, ou seja, aumento na fatura, para os clientes das faixas de consumo mais baixas, especialmente no Subgrupo B1. No entanto, verificou-se o mesmo efeito nos Subgrupos B2 e B3. Para os consumidores das faixas de consumo mais altas, na maioria dos casos, o efeito da tarifa trinômia foi benéfico, com redução da tarifa.

Cabe destacar que a tarifa locacional, cujo cálculo pode não estar diretamente relacionado com aspectos de justiça social, pode trazer custos mais elevados aos consumidores de menor porte e localizados em regiões distantes do centro de carga. Nesse sentido, os resultados das simulações foram importantes para um melhor entendimento dos fortes impactos tarifários advindos da tarifa locacional baseada somente nos custos associados ao uso das redes.

A principal conclusão é que tal modalidade requer, necessariamente, estudos mais amplos que incluam outros fatores, além dos custos e da qualidade, tratados nas simulações.

Nas simulações com perspectivas em longo prazo, realizadas no período de 2019 a 2030, destaca-se que, se mantida a estrutura tarifária atual, as difusões projetadas de RED para os próximos 11 anos tendem a alterar o comportamento das curvas de carga agregadas das distribuidoras. Espera-se uma diminuição da carga na baixa tensão nos horários em que haja geração fotovoltaica, seguida de um pico mais proeminente no horário de ponta. Esse pico mais acentuado da BT na ponta do sistema, conjuntamente com os investimentos adicionais necessários para atender a tal pico e a redução do mercado da distribuidora em virtude da expansão da geração distribuída, tendem a aumentar gradualmente a TUSD paga pelos consumidores do Grupo B. As simulações também mostraram que esse cenário de redução do mercado da distribuidora, com a necessidade de investimento para atender ao aumento esperado da carga na ponta, deve impactar negativamente a rentabilidade da atividade de distribuição. Da mesma forma, há o risco associado à grande incerteza quanto à evolução dos recursos energéticos distribuídos.

As simulações em longo prazo com tarifas horárias – monômnia, com quatro postos, e multipartes (binômnia e trinômnia), com dois postos, dependendo da reação dos consumidores aos sinais de preços, indicaram que pode haver o deslocamento das demandas da ponta para outros horários, o que contribuiria para postergar investimentos para atendimento à carga máxima do sistema. Em se tratando dos impactos da aplicação das tarifas horárias nas faturas dos consumidores do Grupo B, pode haver redução no valor pago pelos consumidores com baixo consumo e por aqueles clientes com médio ou alto consumo, desde que desloquem seus picos para fora do horário de ponta. Apesar de a redução dos subsídios cruzados pagos pelos consumidores aumentar as faturas pagas pelos prosumidores, a combinação do sistema de compensação (*net metering*) com sinais de preços horários permite uma economia na conta dos prosumidores, ao mesmo tempo em que incentiva a migração dos seus picos de carga para fora do horário de ponta. Nesse sentido, a adição de um componente de demanda às tarifas dos consumidores BT pode conferir maior estabilidade de receita à distribuidora, reduzindo os riscos inerentes aos RED.

Mesmo com as limitações das simulações, tanto em curto quanto em longo prazo, é preciso destacar sua importância como ferramenta para compreender os efeitos das novas modalidades tarifárias na realidade brasileira. Da mesma forma, as simulações foram fundamentais na definição das metodologias tarifárias apresentadas aos consumidores do Grupo B, participantes das pesquisas quantitativas e qualitativas realizadas pelo *Projeto Tarifa Moderna*. Tais pesquisas, cujos resultados são apresentados no *Caderno 3 – A percepção dos consumidores frente à modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica*, objetivaram promover uma ampla discussão sobre todos os aspectos da estrutura tarifária da distribuição atual e das novas modalidades, trazendo contribuições reais dos consumidores para o aprimoramento do sistema tarifário de energia elétrica.

PARA MAIS INFORMAÇÕES

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Submódulo 7.2:** estrutura vertical. Brasília: Aneel, 2011. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/proret_submodulo_7_2_-_estrutura_vertical_\(2\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/proret_submodulo_7_2_-_estrutura_vertical_(2).pdf). Acesso em: 31 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **TUSD Fio A.** Brasília: Aneel, 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3D8bLzKvzf%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15057899&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=tusd-fio-a&inheritRedirect=true. Acesso em: 29 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **TUSD Fio B.** Brasília: Aneel, 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Farea.cfm%3FidArea%3D739&_101_assetEntryId=15057911&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=tusd-fio-b&inheritRedirect=true. Acesso em: 29 jul. 2020.

BORENSTEIN, S. Time-varying retail electricity prices: theory and practice. *In*: GRIFFIN, J.; PULLER, S. (ed.). **Electricity deregulation:** choices and challenges. Chicago: University of Chicago Press, 2003. p. 317-357.

FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica:** análise crítica e proposições metodológicas. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia) – USP, São Paulo, 2010. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-10012011-140522/publico/Tese_Sergio_Kinya_Fugimoto.pdf. Acesso em: 31 ago. 2020.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). **Utility of the future:** an MIT energy initiative response to an industry in transition. Cambridge: MIT, 2016.

Empresas Executoras



DeSenemont

Empresas Patrocinadoras

