



SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

Francesco Tommaso Gianelloni Zubiria	Leonardo Campos Filho	Rafael Catramby
TECHNE-GESEL PROJETOS E ANALISES LTDA	Siglasul Consultoria LTDA	Siglasul Consultoria LTDA
francesco.gianelloni@gmail.com	lcampos@siglasul.com.br	rkatramby@siglasul.com.br

Antônio Carlos Rendas	Guilherme de Azevedo Dantas
Siglasul Consultoria LTDA	TECHNE-GESEL PROJETOS E ANALISES LTDA
arendas@siglasul.com.br	guilhermecrvg@yahoo.com.br

Impactos da Difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos nas Tarifas de Distribuição do Grupo B

Palavras-chave

Tarifas de Distribuição
TUSD
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
Recursos Energéticos Distribuídos
Grupo B
Estrutura Tarifária

Resumo

A presença de recursos energéticos distribuídos (RED), ao alterar as curvas de carga dos consumidores e o mercado das distribuidoras, resulta em modificações na estrutura vertical (EV) das tarifas e, conseqüentemente, nos valores destas e na rentabilidade das distribuidoras. Com base em parte do trabalho desenvolvido no projeto Tarifa Moderna contratado pelo Instituto ABRADÉE, o objetivo central deste artigo é apresentar o estudo de caso de duas distribuidoras brasileiras através de simulações que estimam os impactos da difusão dos recursos energéticos distribuídos nas tarifas do Grupo B. Os resultados das simulações apontam que, mantida a estrutura tarifária atual, as difusões projetadas de recursos energéticos distribuídos para os próximos anos tendem a aumentar as tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) dos consumidores do Grupo B (ou seja, de baixa tensão) em função de um aumento da participação da baixa tensão na estrutura vertical juntamente com a redução do mercado neste nível de tensão. Apesar dos aumentos tarifários, a redução do mercado da distribuidora, em conjunto com a necessidade que esta terá de investir para atender ao aumento esperado da carga na ponta, deve impactar negativamente a rentabilidade da atividade de distribuição.

1. Introdução

Historicamente, as tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) são cobradas no segmento de baixa tensão (BT) baseadas no consumo de kWh. Trata-se de um modelo tarifário compatível com a lógica tradicionalmente prevalente de geração centralizada, com fluxos unidirecionais de energia e de consumidores com comportamentos passivos.

Porém, o setor elétrico passa pelo início de um processo de mudança de paradigma em função da tendência de descentralização da oferta de energia e do maior engajamento dos consumidores, sendo a difusão de sistemas de geração distribuída (GD) fotovoltaica já uma realidade em muitos países. Concomitantemente, a adoção de medidas de gerenciamento de demanda e o mercado de veículos elétricos (VE) vêm ganhando importância. Prospecta-se, ainda, o início da disseminação de sistemas de armazenamento distribuído (AD) de energia elétrica nos próximos anos.

Essa dinâmica de difusão de recursos energéticos distribuídos (RED) também se faz presente no setor elétrico brasileiro (SEB), que observa um ritmo de crescimento da geração distribuída solar fotovoltaica superior ao previsto e se depara com a perspectiva de difusão dos demais RED. Logo, é perceptível a necessidade do exame dos impactos, não apenas técnicos, como econômicos desta difusão sobre o setor de distribuição.

A presença de recursos energéticos distribuídos, ao alterar as curvas de carga dos consumidores e o mercado das distribuidoras, resulta em modificações na estrutura vertical das tarifas e, conseqüentemente, nos valores destas e na rentabilidade das distribuidoras. Observa-se assim o caráter imperativo do dimensionamento potencial desses impactos.

Com base em parte do trabalho desenvolvido no Projeto Cooperado de Pesquisa e Desenvolvimento sobre Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica contratado pelo Instituto ABRADÉE, o objetivo central deste artigo é justamente apresentar o estudo de caso de duas distribuidoras brasileiras através de simulações que estimam os impactos da difusão dos recursos energéticos distribuídos nas tarifas do Grupo B. Não obstante, irão ser apresentados os impactos nas curvas de carga da

baixa tensão, na estrutura vertical e na rentabilidade das distribuidoras.

O artigo encontra-se dividido em quatro seções, além desta introdução. Inicialmente, é apresentada de forma sintética a lógica de construção das tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil. A segunda seção é dedicada a justificar premissas assumidas e apresentar o modelo de simulação desenvolvido. Já a terceira seção apresenta os resultados das simulações. Por fim, a última seção traz conclusões do trabalho.

2. Desenvolvimento

2.1 Cálculo de Tarifas no Setor de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiro

A regulação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é baseada na metodologia *price cap*. Em anos de revisão tarifária, é calculada a receita requerida da distribuidora, dada pela soma da Parcela A, que abrange os custos que são não gerenciáveis pela distribuidora (quais sejam, a aquisição de energia, o uso do sistema de transmissão e os encargos setoriais) com a Parcela B, que engloba os custos ditos gerenciáveis (nominalmente, os custos operacionais, a inadimplência e os custos anuais com os ativos de distribuição). Ainda no processo de revisão tarifária, são definidos a taxa de remuneração do capital da distribuidora e o Fator X a ser considerado durante o intervalo regulatório com vistas a capturar ganhos de produtividade.

As informações relativas aos custos não-gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B) são consolidadas na planilha SPARTA. A partir destas informações, é realizado todo o processo de cálculo da estrutura tarifária da distribuidora, que objetiva alocar os custos entre os diferentes tipos de consumidores. Neste processo, é possível ressaltar as Parcelas A e B são divididas entre a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Esta última, pode ter seu componente de custos com o transporte e a distribuição de energia decomposto em Fio A (não gerenciáveis) e Fio B (gerenciáveis).

De maneira geral, as TUSD Fio A e Fio B de um determinado nível de tensão e grupo de consumidores são função de quatro variáveis:

- i. Percentuais de custos a serem repartido entre os consumidores de cada nível de tensão (participação da estrutura vertical);
- ii. Total de modalidades tarifárias aplicadas ao nível de tensão e a que consumidores daquele nível são aplicadas;
- iii. Critérios de alocação dos custos que compõem as tarifas e relação entre os postos tarifários; e
- iv. Tamanho do mercado (kWh ou kW) para cada posto.

O sistema CTR, em conjunto com a planilha TR, calcula no processo de revisão tarifária as tarifas de referência. Para que isso seja possível, o sistema CTR estima os betas (probabilidades de associações entre clientes-tipo e redes típicas), fatores P (fatores de coincidência dos clientes-tipo nas horas de ponta de cada nível de tensão), fatores Pi (probabilidades de associação dos clientes-tipo aos horários de ponta das redes de cada nível de tensão), fatores de responsabilidade de potência, custos marginais de capacidade e a estrutura vertical. Tais informações são utilizadas no cálculo da TUSD Fio B. Na sequência, a planilha PCAT calcula os valores das tarifas de aplicação e de suas componentes em bases econômica, financeira e CVA. Além dos valores de Fio, a PCAT calcula os valores de encargos, energia, perdas e transporte para cada uma das três bases.

Desta forma, no processo de revisão tarifária são definidas tarifas para os diferentes níveis de tensão e classes de consumidores. Ao serem aplicadas ao mercado de referência da distribuidora, estas devem obter a igualdade com a receita requerida calculada na SPARTA e, por consequência, garantir o equilíbrio econômico-financeiro da distribuição.

Ressalta-se que a estrutura tarifária estabelecida no processo de revisão tarifária vigora ao longo de todo o período tarifário, que no SEB dura entre 3 e 5 anos. Durante esse período, são aplicados reajustes tarifários que visam manter a cobertura tarifária dos itens da Parcela A e atualizar o valor da Parcela B através da correção por um índice de inflação, descontado do Fator X para transferência de ganhos de produtividade para consumidores.

2.2 Metodologia Analítica

Para a estimativa dos impactos dos recursos energéticos distribuídos, foram necessários adotar algumas premissas acerca da difusão destes. Neste sentido, ressalta-se que os resultados são derivados de simulações probabilísticas que consideram dez mil cenários de difusão para cada RED, cujas difusões são simuladas conjuntamente. Foram consideradas nos cálculos as correlações existentes entre os recursos energéticos distribuídos. Além disso, foram necessárias algumas adaptações na metodologia tradicional de cálculo de tarifas utilizado pela ANEEL e seu acoplamento com um modelo econômico-financeiro. Esta seção visa apresentar os dados, supostos e o modelo utilizado para a realização das simulações.

2.2.1 Supostos e Dados Adotados

Como os resultados das simulações são em grande medida função do ritmo de difusão dos recursos energéticos distribuídos, é perceptível a necessidade da realização de simulações para distribuidoras que tenham perspectivas diferentes de difusão destes recursos. Optou-se por trabalhar com duas distribuidoras nacionais de grande porte, doravante tratadas como distribuidoras X e Y, (com mais de 1,8 milhão de consumidores cada uma) e dados de IDH acima de 0,76, que para os padrões brasileiros podem ser tidos como elevados. Efetivamente, as diferenças nos resultados das simulações são derivados dos diferentes ritmos de difusão dos RED em suas áreas de concessão.

Apesar da tendência de descentralização dos sistemas elétricos derivada da difusão de tais recursos ser relativamente consensual, a análise da intensidade e da velocidade desse processo é bastante complexa e permeada de incertezas. Em casos em que existem variáveis interdependentes dotadas de incertezas, é notória a pertinência da metodologia de construção de cenários (HUSS, 1988; SCHNAARS, 1987; POSTMA et al., 2012; SWART et al., 2004).

Como a construção de cenários de difusão de RED transcende os objetivos deste trabalho, optou-se por adotar cenários baseados em estudos brasileiros relativos ao tema e/ou em diretrizes internacionais de referência. Os valores de difusão obtidos a partir destes cenários foram adotados como limites de mínimo e máximos dos 10 mil cenários estocásticos utilizados nas simulações.

Em termos de perspectivas da geração distribuída solar fotovoltaica, as projeções são do projeto ECOSUD realizado pela COPPE e pelo GESEL para a CEPAL/ONU com supervisão da EPE e da ANEEL. No primeiro dos cenários, a evolução da trajetória de custos de sistemas fotovoltaicos é moderada e não existem políticas de incentivo adicionais. No cenário alternativo, os supostos básicos são que a trajetória de redução de custos da tecnologia ocorrerá mais rapidamente e que existirão políticas de

incentivos adicionais. O estudo prospecta uma participação da GD solar fotovoltaica de 2,29% da carga do Sistema Interligado Nacional em 2030 no cenário base e de 6,63% no cenário alternativo, de maior difusão. Com o objetivo do tratamento de forma estocástica, optou-se por adotar uma distribuição normal tendo como limites os cenários do projeto ECOSUD (99,9% dos cenários simulados estão entre os cenários base e alternativo) Desta forma, estima-se uma geração distribuída média de 38.836 GWh/ano em 2030 no Brasil, sendo de 4.851 GWh/ano o seu desvio padrão.

O suposto simplificador é que todos os sistemas solares fotovoltaicos distribuídos estarão conectados em nível da baixa tensão, ou seja, toda redução do mercado das distribuidoras devido à difusão desses sistemas ocorrerá na baixa tensão. Concomitantemente, dado que as distribuidoras estão presentes em estados com a presença de mais de uma concessionária de distribuição, a difusão de sistemas distribuídos fotovoltaicos em cada área de concessão foi calculada em função da participação de mercado de cada concessionária no mercado total do estado em que estão localizadas. No caso da distribuidora X, trabalha-se o suposto que a média da geração solar fotovoltaica em 2030 seria de 645,8 MWh, sendo de 71,7 MWh seu desvio padrão. Logo, a geração solar fotovoltaica distribuída representaria entre a 6,28% e 12,65% do seu mercado de baixa tensão. Já a distribuidora Y teria uma produção solar fotovoltaica média de 3.408,7 MWh com desvio padrão de 425,7 MWh em 2030. Observa-se assim que a geração solar distribuída responderia por algo entre 8,15% e 22,86% do mercado de baixa tensão da distribuidora Y.

No caso das projeções da difusão de veículos elétricos, trabalhou-se com diferentes estudos no estabelecimento dos cenários de referência. Para o cenário base, a opção foi pelo número de veículos presentes no Plano Decenal de Energia 2026 publicado pela EPE, sendo a trajetória do número de veículos extrapolada até o ano de 2030, totalizando 727 mil veículos elétricos. Já o cenário alternativo foi embasado em estimativas do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) “Mobilidade elétrica – Emotive” do Grupo CPFL que aponta para um montante de 2,9 milhões de veículos elétricos em 2030. Em termos da participação relativa dos diferentes tipos de veículos elétricos, adotou-se a partição de Mariotto (2017) que assume uma participação de 78% de veículos elétricos híbridos *plug-in* e de 22% de veículos elétricos puros. Com base no mesmo estudo, assumiu-se os consumos de 4 kWh e 9,1 kWh, respectivamente, para veículos híbridos *plug-in* e para veículos elétricos puros.

Para converter estas projeções em dados compatíveis com as áreas de concessão das distribuidoras, foi assumido como suposto que a participação da frota de veículos leves do estado onde está localizada a distribuidora na frota nacional irá se manter constante. Ao mesmo tempo, foi adotada como hipótese que o ritmo de difusão de VE será homogêneo em todo o país. Como existem mais de uma concessionária nos estados onde se localizam as distribuidoras X e Y, mais uma vez a opção foi pela ponderação em função do tamanho de mercado de cada distribuidora. Desta forma, é possível estimar que a distribuidora X terá um montante entre 24.000 e 108.158 veículos elétricos em 2030, representando um acréscimo no seu consumo projetado entre 0,46% e 2,06%. Já a distribuidora Y terá algo entre 27.461 e 69.072 veículos elétricos em 2030 com um acréscimo no consumo entre 0,22% e 0,55%.

Para fins de simulação, novamente foi adotado como suposto que os cenários de difusão seguem distribuição normal com 99,9% das possíveis difusões intermediárias aos cenários base e alternativo. Desta forma a difusão média de veículos elétricos na distribuída X é de 57.936 em 2030 com um desvio padrão de 6.438 veículos enquanto que na distribuidora Y a projeção de difusão média em 2030 é de 48.565 veículos elétricos com um desvio padrão de 5.450 unidades.

No âmbito das perspectivas de sistemas de armazenamento distribuídos, ou seja, sistemas instalados nas próprias unidades consumidoras, trabalhou-se com dois cenários extremos. No primeiro deles, o suposto é não existir a presença de tais sistemas. Em contrapartida, trabalha-se com um cenário alternativo onde a difusão desses sistemas atinge 1% da carga da baixa tensão em 2030, valor correspondente à meta estabelecida de difusão desses recursos pela Califórnia para o ano de 2022.

Para os cenários em que a difusão da geração distribuída é menor ou igual à medianas da distribuição probabilística da GD, o suposto é não existir a presença de sistemas de armazenamento distribuído. Esta hipótese se justifica dada a importância da geração distribuída para viabilizar o AD na ocorrência de sinais temporais nas tarifas. Para os demais cenários, a participação do armazenamento distribuído cresce linearmente, partindo-se da situação de difusão GD mediana (em que não há a ocorrência do armazenamento distribuído) até o cenário de maior difusão de GD. Desta forma, sistemas de armazenamento teriam uma difusão média de 51.288 MWh em 2030 na distribuidora X e de 188.694 MWh na distribuidora Y.

2.2.2 Descrição do Modelo de Simulação

A ferramenta desenvolvida reproduz o cálculo completo da estrutura tarifária, incluindo o sistema CTR e as planilhas TR e PCAT, e o insere em um modelo de análise econômico-financeira capaz de estimar a receita requerida das distribuidoras com base em processos simplificados de revisão e de reajuste tarifários. Em linhas gerais, a partir da receita requerida e do mercado de referência, o modelo emula o CTR, o TR e a PCAT. Ao aplicar estas tarifas ao mercado projetado para cada ano é possível estimar a receita verificada e, por consequência, calcular indicadores econômico-financeiros. As figuras 1 e 2 apresentam uma breve descrição da lógica do modelo construído.

Observa-se que, enquanto o modelo CTR aliado à TR e à PCAT calcula tarifas para um determinado ano a partir de dados de custos, redes típicas, informações de mercado e da campanha de medidas, o simulador econômico-financeiro parte de projeções de mercado, custos, receitas requeridas e verificadas para aplicar reajustes e revisões periódicas simplificados às tarifas previamente calculadas.

A ferramenta é capaz de calcular a tarifa média separada em TUSD e TE para cada um dos níveis de tensão e analisar a evolução das tarifas dos diferentes níveis de tensão até o ano de 2030. Além disso, a ferramenta gera como saídas os fatores de carga dos diferentes níveis de tensão, a divisão da estrutura vertical, o fluxo de caixa da distribuidora, a variação do valor da firma da distribuidora e o valor presente da postergação de investimentos na rede no caso de tarifas que reduzam a demanda de ponta do sistema.

O conhecimento de curvas de carga, do diagrama unifilar simplificado e dos fatores de perda de potência é essencial, vide serem informações requeridas para o cálculo da repartição de custos entre os diferentes níveis de tensão (estrutura vertical). No caso do diagrama unifilar simplificado, dada a dificuldade de alterá-lo sem uma simulação elétrica de fluxo de potência, optou-se por mantê-lo constante. Os fatores de perdas de potência foram mantidos constantes ao longo de todas as simulações, uma vez que não se dispôs de um estudo mais detalhado para estimá-los.

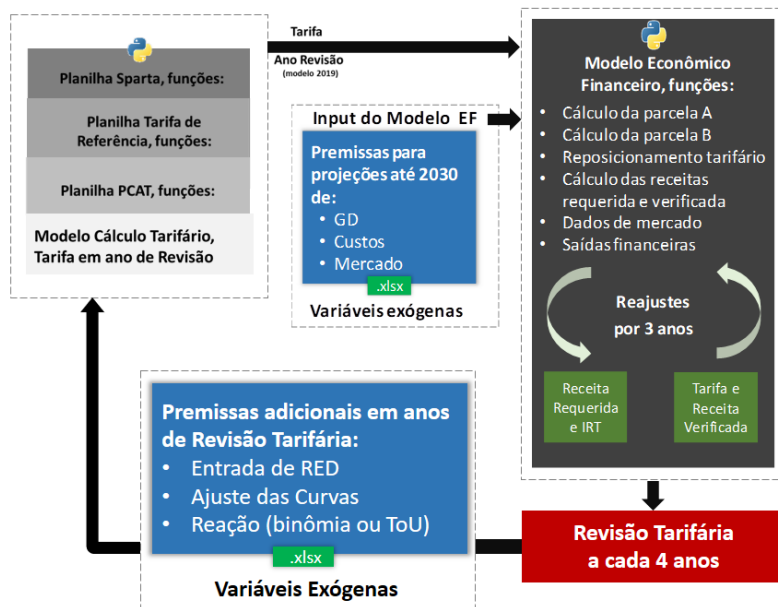
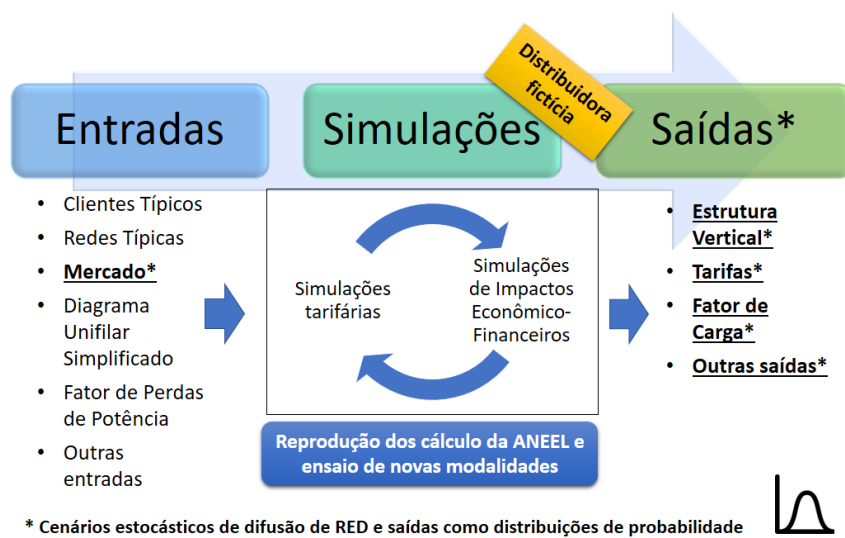


Figura 1 – Visão Geral do Modelo Tarifário Geral

Fonte: Elaboração Própria.



* Cenários estocásticos de difusão de RED e saídas como distribuições de probabilidade

Figura 2 – Visão de Inputs e Outputs do Modelo

Fonte: Elaboração Própria.

Dado a surgimento de novos consumidores típicos que farão uso desses recursos energéticos distribuídos, foram construídas curvas de carga sintéticas para estes consumidores através da conjugação de curvas derivadas de campanhas de medidas com o comportamento esperado das cargas dos RED. Por sua vez, verifica-se que um determinado nível de tensão pode ser atendido por diversas redes (típicas) com picos em diferentes horários. Logo, cada cliente tem uma probabilidade de estar associado aos horários de ponta das redes que atendem a seu nível de tensão. Cada uma dessas probabilidades, representadas pela letra β , pode ser descrita como: a probabilidade, que é desconhecida *a priori*, da energia vir da rede R_X dado que atende à carga $C_X - P(R_X/C_X)$. Ao conjunto desses betas se dá o nome de matriz de probabilidade de associações entre cargas típicas e redes típicas.

É possível escrever as redes como funções dos betas e das cargas, da seguinte forma:

$$R_{i,1} = \beta_{i,1} \cdot C_{1,1} + \dots + \beta_{i,j} \cdot C_{j,1} + \dots + \beta_{i,n} \cdot C_{n,1}$$

$$R_{i,2} = \beta_{i,1} \cdot C_{1,2} + \dots + \beta_{i,j} \cdot C_{j,2} + \dots + \beta_{i,n} \cdot C_{n,2}$$

$$R_{i,3} = \beta_{i,1} \cdot C_{1,3} + \dots + \beta_{i,j} \cdot C_{j,3} + \dots + \beta_{i,n} \cdot C_{n,3}$$

...

$$R_{i,24} = \beta_{i,1} \cdot C_{1,24} + \dots + \beta_{i,j} \cdot C_{j,24} + \dots + \beta_{i,n} \cdot C_{n,24}$$

Onde,

- $R_{i,h}$ é a carga da rede típica i para a hora h
- $\beta_{i,c}$ é o fator de associação da rede i com a carga c
- $C_{n,h}$ é a n -ésima carga na hora 1

Apesar dos betas não serem conhecidos *a priori*, é possível estima-los através de um processo de otimização quadrática que busque minimizar o erro entre as redes estimadas e as medidas, conforme a equação (1) a seguir:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{24} \varepsilon_{h,i}^2 = \sum_{h=1}^{24} (R1_h - \sum_{j=1}^n \beta_{j1} \cdot C1_h)^2 + \dots + \sum_{h=1}^{24} \left(Rn_h - \sum_{j=1}^n \beta_{j1} \cdot Cn_h \right)^2 \quad (1)$$

$$\text{s. a} \sum_{j=1}^n \beta_j = 1 \text{ para toda rede } i$$

Contudo, não são conhecidas redes típicas em um contexto de difusão de recursos energéticos distribuídos. Logo, para lidar com esta restrição, foram adotados como suposto para a definição da matriz de probabilidades de associação as probabilidades de associação das curvas de carga sintéticas às redes típicas são derivadas das probabilidades das curvas originais, uma vez que as primeiras nada mais são do que movimentos futuros de adoção de RED pelos consumidores-tipo atuais.

Para que o modelo fique em equilíbrio, é necessário que para cada MWh médio formado por cada uma das curvas de carga sintéticas, um MWh médio seja retirado da curva de carga original. Os betas (probabilidades de associação) são transferidos proporcionalmente, da curva de carga original para sintética, em função do volume da curva original que passa para a nova. Matematicamente pela equação (2):

$$\text{beta sintético}_{c',r} = \frac{\text{Consumo médio}_{c'}}{\text{Consumo médio}_c} \cdot \text{beta original}_{c,r} \quad (2)$$

Onde,

- $\text{beta sintético}_{c',r}$ = prob. de associação da carga típica sintética c' com a rede r
- $\text{Consumo médio}_{c'}$ = Consumo médio da carga típica sintética c'
- Consumo médio_c = Consumo médio da carga típica original c
- $\text{beta original}_{c,r}$ = prob. de associação da carga típica original c com a rede r

Dessa maneira, os betas, que somados para uma rede qualquer sempre resultam em 1, são mantidos constantes e as novas curvas de carga sintéticas podem ser associadas de acordo com os seus pesos relativos.

O modelo econômico-financeiro possui como objetivo a produção de indicadores e de séries temporais para o período compreendido entre os anos de 2019 e 2030. Além de possibilitar verificar a trajetória das tarifas, o modelo produz indicadores que possibilitam o exame dos impactos econômico-financeiros e no uso da rede da difusão dos RED e da aplicação de diferentes estruturas tarifárias simuladas.

A produção da trajetória de indicadores e séries temporais requer o conhecimento de dados de mercado e de custos. Os dados de mercado são baseados em projeções fornecidas pelas próprias distribuidoras e extrapolados, quando necessário, com base na taxa média de crescimento anual histórica. Para cada cenário de difusão de cada recurso energético distribuído, os mercados vão sendo reduzidos ano a ano em função do crescimento da geração distribuída e dos sistemas de armazenamento distribuído, ou aumentados, devido à difusão de veículos elétricos. Como as tarifas possuem postos horários, os mercados (em kW e/ou kWh) são alterados de acordo com cada tecnologia, de modo a manter os modelos energético e de responsabilidade de uso da rede consistentes entre si.

Os diversos custos que formam a receita requerida, por sua vez, são projetados seguindo uma série de supostos específicos. Como condição inicial, parte-se dos dados de custos oriundos da planilha SPARTA. No caso dos custos com aquisição de energia, encargos setoriais e transmissão, que formam a Parcela A (custos não gerenciáveis), a opção foi pela correção anual com base na projeção do IPCA Adicionalmente ao suposto de que o PMIX (preço médio de aquisição de energia) da distribuidora evolui em função da projeção do IPCA, trabalhou-se com a hipótese de que a distribuidora sem é capaz de acertar o volume de energia requerido para ser contratado. Já a dinâmica de projeção das rubricas de custos da Parcela B (custos gerenciáveis) requer uma análise mais detalhada, pois varia em função do ano ser de revisão ou de reajuste tarifário e das características do contrato de concessão assinado.

Em anos de Revisão Tarifária Periódica, ocorre o efetivo cálculo da Parcela B com base em informações relativas à base de remuneração da distribuidora, à taxa de remuneração do capital (o custo de capital regulatório considerado para todo o período foi de 12,26%, alinhado com o atualmente empregado pelo corrente arcabouço regulatório), ao custo das instalações, às receitas irre recuperáveis e aos demais itens que formam os custos gerenciáveis pela distribuidora. Caso seja ano de Reajuste Tarifário, a Parcela B é calculada com base na equação (3) (tomando como exemplo distribuidoras que ainda não assinaram o aditivo de concessão, ou seja, baseado nas diretrizes aplicadas às distribuidoras com antigo contrato de concessão):

$$\text{Parcela } B_{\alpha} = \text{Parcela B Verificada}_{\alpha} \cdot 1 + (\text{IGPM}_{\alpha} - \text{Fator } X_{\alpha}) \quad (3)$$

A Parcela B verificada, por sua vez, é calculada conforme a equação (4):

$$\text{Parcela B Verificada}_{\alpha} = \frac{\text{Receita Verificada}_{\alpha}}{\text{Receita Requerida}_{\alpha-1}} \cdot \text{Parcela } B_{\alpha-1} \quad (4)$$

Com base nas informações de mercado e de custos, é possível calcular as receitas requerida e verificada simplificadas da distribuidora. Nos anos de RTP ocorre o efetivo cálculo da TUSD e da TE em linhas com a metodologia adotada pela ANEEL através do sistema CRT e das planilhas TR e PCAT. Em contrapartida, nos demais anos, o reajuste tarifário aplicado às tarifas é feito a partir da relação entre a Receita Requerida e a Verificada.

Desta forma, a partir do cálculo da trajetória das tarifas e das informações de custos e mercado é possível calcular a trajetória da receita, do EBIT e do EBTIDA da distribuidora, os quais subsidiam o cálculo de indicadores do desempenho econômico-financeiro dos casos simulados.

2.3 Resultados

A compreensão dos impactos da difusão dos recursos energéticos distribuídos é feita através da comparação de dois conjuntos de simulações:

1. Um primeiro, em que se supõem para cada distribuidora 10 mil possibilidades (cenários) de difusão conjunta dos recursos energéticos distribuídos e o impacto

destes cenários sobre as saídas do modelo de interesse para a análise – nominalmente, curva de carga agregada na baixa tensão, participação da baixa tensão na estrutura vertical (EV), tarifas do Grupo B e Rentabilidade sobre os ativos da distribuidora – calculadas com a estrutura tarifária atual; e

- Um segundo, em que estas variáveis de interesse são calculadas para uma situação em que a difusão dos recursos energéticos distribuídos 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.

No que tange à rede de distribuição, foi possível estimar as curvas de carga agregadas da baixa tensão para os dois grupos de situações acima com base nas informações das curvas de consumidores típicos das distribuidoras X e Y, no cálculo das novas curvas de carga sintéticas para os consumidores com recursos energéticos distribuídos e nas difusões simuladas de RED. Como ilustração, as figuras 3 e 4 apresentam, respectivamente, para as distribuidoras X e Y as curvas de carga agregadas de baixa tensão considerando os patamares atual e médio prospectados de difusão de recursos energéticos distribuídos para o ano da última revisão tarifária periódica simulada.

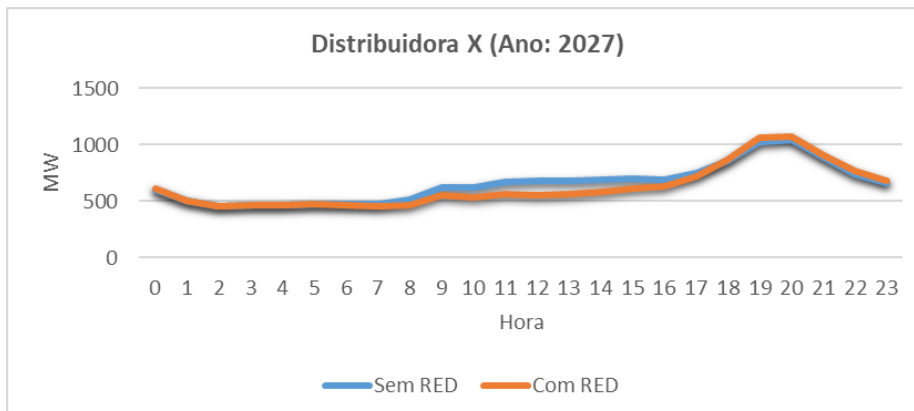


Figura 3 – Curva de Carga Agregada Média da BT – Distribuidora X (2027)

Fonte: Elaboração própria.

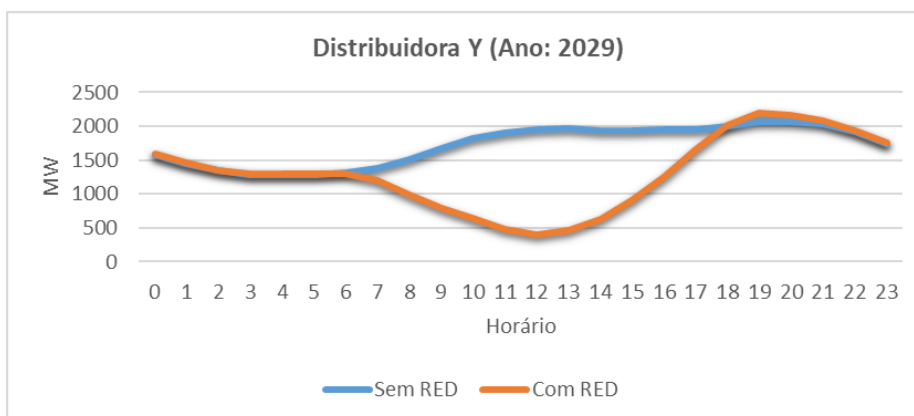


Figura 4 – Curva de Carga Agregada Média da BT – Distribuidora Y (2029)

Fonte: Elaboração própria.

Por um lado, nota-se nos dois casos uma suavização da curva agregada nos horários em que existe geração fotovoltaica, atribuída à difusão da GD. Por outro lado, há um aumento do pico que resulta, principalmente, da difusão dos VE e da premissa de que estes automóveis seriam predominantemente carregados após as 18 horas, quando estima-se que retornariam aos domicílios após o uso.

Estes dois efeitos cruzados tendem a tornar mais proeminente a ponta do sistema no início da noite. Logo, eleva-se a responsabilidade de potência de consumidores com ponta nesse intervalo. A figura 5 compara para o ano da última RTP de cada distribuidora simulada, a participação de cada classe de tensão (alta, média ou baixa tensão) na estrutura vertical estimada, considerando os patamares atual e médio prospectado de difusão de RED.

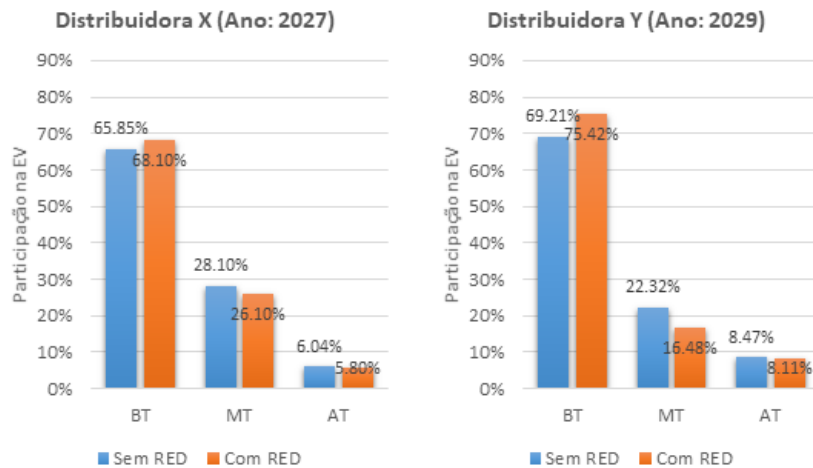


Figura 5 – Distribuição Média da Estrutura Vertical – Distribuidoras X e Y – Com e Sem RED

Fonte: Elaboração própria.

O exame da figura 5 aponta para o aumento, na média, da participação da baixa tensão na estrutura vertical na ocorrência de difusão dos recursos energéticos distribuídos. Tal aumento ocorre predominantemente pelo aumento da ponta da baixa tensão, que ocorre em um horário sem geração fotovoltaica.

Esse aumento da participação da baixa tensão na estrutura vertical, em conjunto com a necessidade de investimentos adicionais para atender à nova ponta e com a redução do mercado associada à expansão da GD, que ocorre na maioria dos cenários projetados, tende a aumentar o valor da TUSD. As figuras 6 e 7 a seguir apresentam a evolução da TUSD, em R\$/MWh, com os casos de média, máxima e mínima para cada ano, em comparação à situação em que o patamar de difusão dos RED é mantida no patamar atual (linha amarela, "Sem Difusão").

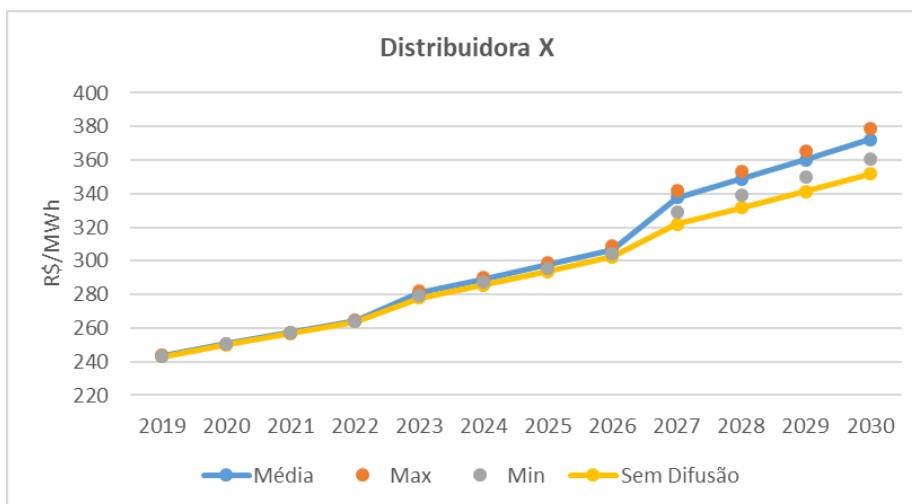


Figura 6 – Evolução da TUSD (R\$/MWh) do Grupo B no Período 2019-2030 – Distribuidora X

Fonte: Elaboração própria.

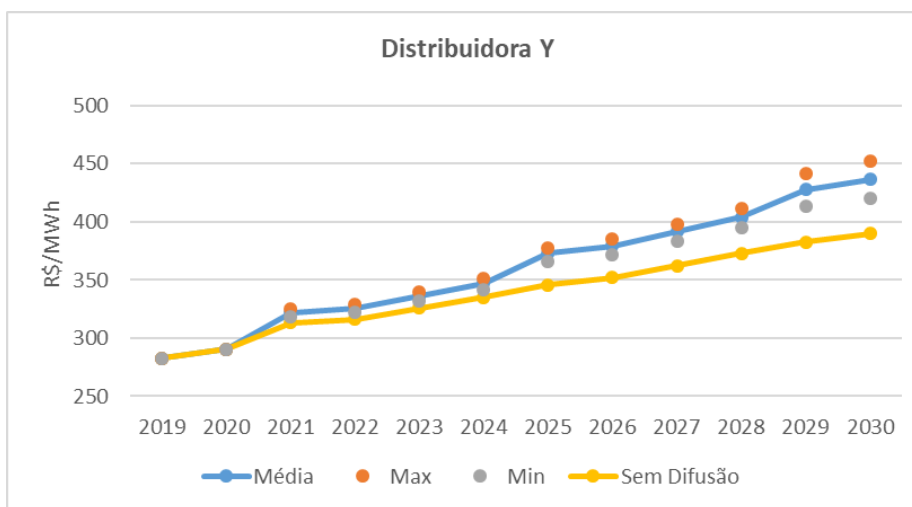


Figura 7 – Evolução da TUSD (R\$/MWh) do Grupo B no Período 2019-2030 – Distribuidora Y

Fonte: Elaboração própria.

Para o último ano projetado, 2030, a diferença entre as TUSD do cenário de maior e menor tarifas (pontos laranjas e pontos cinzas, respectivamente) é de,

respectivamente, 7,7% e 16,0% para as distribuidoras X e Y. Portanto, prospecta-se que a difusão dos recursos energéticos distribuídos e, em particular da geração distribuída, tenderá a aumentar a TUSD cobrada de consumidores de baixa tensão. Este aumento ocorre essencialmente devido à redução do consumo faturado de energia pelas distribuidoras em decorrência da geração distribuída e do aumento do montante de subsídios cruzados pagos pelos consumidores aos prosumidores.

Estimados os aumentos da carga máxima agregada na baixa tensão e das tarifas cobradas aos consumidores do Grupo B, é necessário prosseguir com a estimação dos efeitos dos recursos energéticos distribuídos sobre indicadores econômico-financeiros das distribuidoras. Por simplicidade, optou-se por apresentar o efeito dos recursos energéticos distribuídos com o uso do indicador de Rentabilidade sobre os Ativos.

A Figura 8 apresenta, para cada distribuidora, a Rentabilidade sobre os Ativos média estimada nas situações em que, mantida a estrutura tarifária atual, há evolução ou manutenção dos patamares de difusão de RED. Nas situações de aumento, é também mostrado o desvio padrão resultante dos 10 mil cenários de Rentabilidade sobre os Ativos simulados para cada distribuidora.

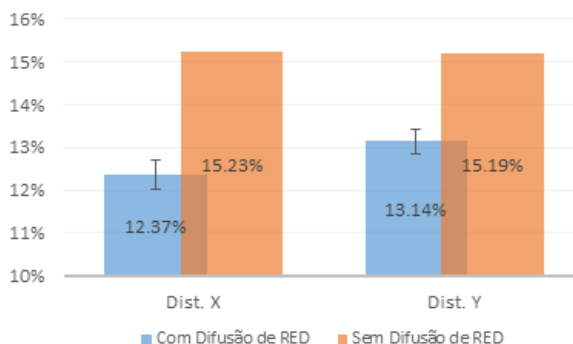


Figura 8 – Média e Desvios Padrões da Rentabilidade sobre os Ativos Projetados para Cada Distribuidora em 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Nas situações em que há difusão dos recursos energéticos distribuídos há, por um lado, a necessidade de investir no atendimento do aumento da ponta da curva de carga e, por outro lado, uma redução da receita com a TUSD paga pelos prosumidores. Estes dois efeitos cruzados contribuem para reduzir a Rentabilidade sobre os Ativos em relação à situação em que os RED são mantidos no patamar atual. Em todos os casos nota-se queda significativa da Rentabilidade sobre os Ativos.

3. Conclusões

Com base nos resultados das simulações, é possível se obter algumas conclusões. Atenta-se que mantida a estrutura tarifária atual, as difusões projetadas de recursos energéticos distribuídos para os próximos anos tendem a mudar o comportamento das curvas de carga agregadas das distribuidoras: espera-se uma diminuição da carga na baixa tensão nos horários em que existe geração fotovoltaica seguida de um pico mais proeminente no horário de ponta. Essa maior proeminência da baixa tensão na ponta do sistema, em conjunto com os investimentos adicionais necessários para atendê-la e com a redução do mercado da distribuidora decorrente da expansão da geração distribuída, tendem a aumentar gradualmente a TUSD paga pelos consumidores de baixa tensão.

Os resultados obtidos apontam para um maior impacto da TUSD da distribuidora Y quando comparado com a trajetória da TUSD da distribuidora X. Trata-se de um resultado condizente com o exposto no início da seção 3 deste artigo: os impactos dos recursos energéticos distribuídos são função do ritmo de difusão nas áreas de concessão de cada distribuidora. Logo, dado que a distribuidora Y apresenta um ritmo mais acelerado de difusão de geração distribuída e mais lento de veículos elétricos em comparação à distribuidora X, é compreensível a TUSD da distribuidora Y ser 16% em 2030 maior no caso de difusão máxima dos recursos energéticos distribuídos enquanto que para a distribuidora X o aumento estimado é de 7,7%.

Apesar dos aumentos tarifários, a redução do mercado da distribuidora, em conjunto com a necessidade que esta terá de investir para atender ao aumento esperado da carga na ponta, deve impactar negativamente a rentabilidade da atividade de distribuição. Adiciona-se a essa redução o risco associado à grande incerteza que existe quanto a evolução dos recursos energéticos distribuídos.

Essas perspectivas ensejam a readequação da estrutura tarifária, com a implementação de uma ou mais modalidades que, na medida do possível, promovam a redução da ponta de carga no sistema, o que enseja uma maior eficiência no uso da infraestrutura de rede e contribui para racionalizar os investimentos requeridos. Estas modalidades também devem reduzir subsídios cruzados indesejados entre consumidores, remunerar de maneira sustentável a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e tratar os consumidores de maneira igualitária.

Por fim, a título de conclusão, reitera-se que todos resultados obtidos através do modelo desenvolvido devem ser interpretados com a ciência de todas as hipóteses simplificadoras da metodologia e das premissas adotadas. Explica-se: apesar do modelo ter sido construído com vistas a ser dotado de aplicabilidade, ter passado por testes de robustez e tenha sua consistência atestada através de reuniões técnicas com especialistas, é notório que qualquer modelo é uma simplificação da realidade.

Ao mesmo tempo, embora as premissas adotadas tenham sido discutidas exaustivamente com o objetivo de se trabalhar somente com premissas factíveis e razoáveis, é perceptível que as mesmas se referem a variáveis dotadas de incerteza. Portanto, enfatiza-se que a interpretação das trajetórias de tarifas e de indicadores econômico-financeiros do trabalho requer um prévio conhecimento da lógica de funcionamento do modelo utilizado.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Instituto ABRADÉE e todas as empresas de distribuição de energia elétrica contratantes do Projeto Cooperado de Pesquisa e Desenvolvimento sobre Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica pelo financiamento do trabalho através dos recursos do Programa de P&D da ANEEL.

4. Referências bibliográficas

ANEEL, PRORET - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais. Jul. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf> Acesso em: 06 Out. 2018.

ANEEL, Resolução Normativa nº 414/2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?Version=1.0>> Acesso em: 07 Out. 2018.

ANEEL. Modelo Tarifário do Grupo B. Agência Nacional de Energia Elétrica, Mar. 2018. Nota Técnica n.º 46/2018. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=4416&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp> Acesso em: 23 Abr. 2019.

Brattle Group. 2014. Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs. Brattle Group report for AEMC - Australian Energy Market Commission, Ago. 2014.

KOZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. Dissertação de mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. 2014.

MARIOTTO, Flávio Tonioli. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS FINANCEIROS PARA AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS RESULTANTES DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. 2017. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

MATEO, C., FRÍAS, P.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A. Distribution planning with hourly profiles for analysing electric vehicle charging strategies. International Journal of Electric and Hybrid Vehicles, v.8, n.1, 2016.

MIT - Massachusetts Institute of Technology. Utility of the future: an MIT energy initiative response to an industry in transition. Cambridge, dez.2016.

P.SCHNAARS, Author Links Open Overlay Panel Steven. How to develop and use scenarios. Long Range Planning. New York, p. 105-114. fev. 1987.

Postma, Theo & Broekhuizen, Thijs & Bosch, Frank. (2012). The contribution of scenario analysis to the front-end of new product development. Journal of futures. 44. 642-654. 10.1016/j.futures.2012.02.001.

R.HUSS, William. A move toward scenario analysis. International Journal Of Forecasting. Burlington, p. 377-388. jun. 1988.

Swart, Rob & Raskin, Paul & Robinson, John. (2004). The Problem of the Future: Sustainability Science and Scenario Analysis. Global Environmental Change Part A. 14. 137-146. 10.1016/j.gloenvcha.2003.10.002.

ANEEL, PRORET - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais. Jul. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf> Acesso em: 06 Out. 2018.

ANEEL, Resolução Normativa nº 414/2010. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?Version=1.0>> Acesso em: 07 Out. 2018.

ANEEL. Modelo Tarifário do Grupo B. Agência Nacional de Energia Elétrica, Mar. 2018. Nota Técnica n.º 46/2018. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=4416&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp> Acesso em: 23 Abr. 2019.

Brattle Group. 2014. Structure of Electricity Distribution Network Tariffs: Recovery of Residual Costs. Brattle Group report for AEMC - Australian Energy Market Commission, Ago. 2014.

KOZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. Dissertação de mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. 2014.

MARIOTTO, Flávio Tonioli. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS FINANCEIROS PARA AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS RESULTANTES DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. 2017. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

MATEO, C., FRÍAS, P.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A. Distribution planning with hourly profiles for analysing electric vehicle charging strategies. International Journal of Electric and Hybrid Vehicles, v.8, n.1, 2016.

MIT - Massachusetts Institute of Technology. Utility of the future: an MIT energy initiative response to an industry in transition. Cambridge, dez.2016.

P.SCHNAARS, Author Links Open Overlay Panel Steven. How to develop and use scenarios. Long Range Planning. New York, p. 105-114. fev. 1987.

Postma, Theo & Broekhuizen, Thijs & Bosch, Frank. (2012). The contribution of scenario analysis to the front-end of new product development. Journal of futures. 44. 642-654. 10.1016/j.futures.2012.02.001.

R.HUSS, William. A move toward scenario analysis. International Journal Of Forecasting. Burlington, p. 377-388. jun. 1988.

Swart, Rob & Raskin, Paul & Robinson, John. (2004). The Problem of the Future: Sustainability Science and Scenario Analysis. Global Environmental Change Part A. 14. 137-146. 10.1016/j.gloenvcha.2003.10.002.