

## **Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI**

### **Impacto Tarifário da Geração Distribuída**

**BRITO, L.M.A.(1);FILHO, A.D.L.F.(2);YATSU, R.K.(3);  
UnB(1);UnB(2);ANEEL(3);**

## **RESUMO**

Atualmente, tem se buscado novas fontes de energia limpa que, em geral, são acompanhadas de um incentivo regulatório como forma de encorajar seu desenvolvimento. No Brasil o incentivo é dado pela política de Net Metering, estabelecida pela ANEEL na REN 482/2012. Consequentemente, observa-se a necessidade de se avaliar o impacto regulatório tanto na receita das distribuidoras como na tarifa de energia elétrica dos consumidores. Portanto, esse trabalho contribui para verificar o impacto da GD nas tarifas de energia elétrica e na receita das distribuidoras para diversos níveis de penetração, de forma a avaliar o incentivo adotado.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Geração distribuída, regulação tarifária, impactos geração distribuída, receitas distribuidoras, sistemas de distribuição.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A energia é um fator econômico cada vez mais importante. Além de proporcionar diversos empregos, é essencial para fabricação de bens e execução de serviços [ CITATION IRE16 \l 1046 ]. Cada vez mais, tem se buscado por fontes de energia mais limpas. É o caso, por exemplo da energia solar, que foi a fonte de energia que mais cresceu nos últimos anos [ CITATION REN17 \l 1046 ]. Uma das razões para isso é a instalação de painéis solares na forma de geração distribuída. Por geração distribuída (GD), entende-se geração de energia próxima ao centros consumidores [ CITATION Vir07 \l 1046 ].

Como forma de incentivar a geração distribuída no Brasil, em 2012 foi homologada a Resolução Normativa ANEEL nº 482, definindo o Sistema de Compensação de Energia. Esse modelo consiste em um incentivo a GD do tipo Net Metering, no qual não há venda de energia, mas pode trazer grandes incertezas para o negócio das concessionárias de distribuição [ CITATION Fra17 \l 1046 ]. Além de incertezas como a dificuldade em se prever o consumo da rede, a GD pode impactar na sustentabilidade financeira das concessionária, pois no modelo atual, o consumidor com GD instalada torna-se uma perda de mercado para a distribuidora.

Dessa forma, a instação de GD tem se tornado uma preocupação para as concessionárias, sendo necessário avaliar os benefício técnicos e econômicos trazidos pela GD. Essa avaliação pode ser feita por meio da análise da receita das distribuidoras e da tarifa de energia elétrica palicada a seus consumidores. Portanto, esse trabalho tem como objetivo verificar o impacto trazido pela GD na receita das concessionárias e na tarifa de energia elétrica, utilizando-se os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

## 2.0 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para analisar o impacto tarifário da GD é necessário conhecer não só o modelo de regulação tarifária, mas também o sistema de compensação energia. A compreensão desses mecanismos regulatórios permite que se verifique os componentes da receita da distribuidora e da tarifa de energia elétrica afetados pela inserção de GD.

### 2.1 Regulação Tarifária

#### 2.1.1 Procedimentos de Regulação Tarifária

Atualmente, a ANEEL é responsável pela definição das receitas das distribuidoras e das tarifas de energia elétrica. Esses processos são conhecidos como revisão (ou reajuste) tarifário e abertura tarifária, respectivamente.

A revisão tarifária é um processo que ocorre, em média, a cada 4 anos com o objetivo de se determinar os custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos realizados pela distribuidora. Na revisão tarifária são calculadas as Parcelas A e B da distribuidora, correspondendo aos custos não gerenciáveis e gerenciáveis, respectivamente.

Ao contrário da revisão tarifária, o reajuste tarifário é um procedimento anual e nele a Parcela A é atualizada e repassada para a tarifa conforme os valores vigentes. Já os custos gerenciáveis, a Parcela B, são atualizados conforme um indicador econômico.

A abertura tarifária tem como objetivo calcular a tarifa de energia elétrica de cada consumidor-tipo, com base na receita definida na revisão ou reajuste tarifário.

#### 2.1.2 Componentes da Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica é dividida em três componentes, a saber:

- Parcela A;
- Parcela B;

A Parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis pela concessionária de distribuição. São eles:

- Compra de Energia;
- Conexão e Uso das Instalações de Transmissão e Distribuição;
- Encargos Setoriais e;
- Receitas Irrecuperáveis.

Os custos de compra de energia representam o montante de energia elétrica (MWh) adquirido pela distribuidora para atender os consumidores conectados a sua rede, acrescido das perdas. As perdas podem ser relativas ao sistema de distribuição, perdas técnicas e não técnicas, ou ao sistema de transmissão, perdas na Rede Básica.

A energia adquirida pela distribuidora é valorada de acordo com o preço médio dos contratos de compra de energia firmados pela mesma.

A Parcela A também é composta pelos custos de transmissão de energia elétrica. No caso de conexão com a Rede Básica, a distribuidora deve pagar o encargo de uso do sistema de transmissão (EUST), que varia de acordo com os contratos estabelecidos pela concessionária.

Os encargos setoriais são estabelecidos por lei e visam garantir o equilíbrio econômico-financeiro contratual[CITATION ANE16 \t \l 1046 ]. Alguns deles são a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), a Reserva Global de Reversão (RGR), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D e PEE), dentre outros.

Por fim, as receitas irrecuperáveis (RI) repassam a tarifa os custos da distribuidora com consumidores inadimplentes.

Enquanto a Parcela A representa custos não gerenciáveis pela distribuidora, a Parcela B abrange os custos efetivamente relacionados a atividade de distribuição de energia elétrica. Nela são considerados os custos de administração, operação e manutenção e o custo de ativos.

Os custos de administração, operação e manutenção consideram as despesas com pessoal, materiais, serviços terceirizados, entre outros. Esses custos são calculados com base em um *benchmarking* entre as distribuidoras. É definida uma receita de operação regulatória que pode ser maior ou menor que a receita de operação real, tendo-se, assim, uma regulação por incentivo.

Já o custo anual dos ativos tem como objetivo remunerar a distribuidora pelos investimentos realizados e repassar para a tarifa um percentual de depreciação dos ativos já instalados. Ele é calculado com base nos investimentos realizados pela distribuidora no último ciclo tarifário, sobre os quais é aplicado um fator que representa o custo de capital da distribuidora.

### 2.1.3 Abertura Tarifária

Após a definição da receita da distribuidora é necessário definir a tarifa de energia elétrica. Esse procedimento é denominado abertura tarifária.

A tarifa final do consumidor é dividida em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A TE é composta principalmente pelos custos de energia e alguns encargos, enquanto a TUSD representa, em sua maioria, os custos de transporte, distribuição e as perdas.

Como cada consumidor impõe diferentes custos no sistema de distribuição, a cobrança de cada componente varia de acordo com o grupo tarifário ao qual ele faz parte. Para definir como esses custos serão alocados, a ANEEL define a estrutura tarifária. De acordo com a ANEEL, "Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários" [CITATION ANE17 \l 1046 ].

Para a estrutura tarifária são definidas tarifas de referência para cada consumidor-tipo e componente da receita. A tarifa final é calculada de forma proporcional a tarifa de referência.

## 2.2 Sistema de Compensação de Energia

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 instaurou o Sistema de Compensação de Energia que possibilita ao consumidor não só gerar sua própria energia, mas também exportar o excedente para a rede de distribuição. A energia excedente é injetada na rede e posteriormente abatida do consumo final daquele usuário [CITATION ANE121 \t \l 1046 ].

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão de GD e aumentar o público alvo, em 2015 a REN nº 482 foi revisada e, em março de 2016, homologada a REN nº 687. Com a REN nº 687, foram definidos novos modelos de geração: autoconsumo remoto, múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

### 2.3 Impactos da GDFV

Com base nos procedimentos de regulação tarifária e no incentivo regulatório à inserção de GDFV, é possível definir os principais impactos trazidos pela GDFV e seu impacto na receita da distribuidora.

Como impacto técnico, podemos citar as perdas técnicas. Devido a alteração do fluxo de potência da rede, pode haver uma mudança nas perdas. Esse impacto está diretamente ligado aos custos de energia da distribuidora.

Ainda como impacto técnico, podemos citar a variação do nível de tensão da rede e da demanda máxima do sistema. Apesar de muito importante para a operação do sistema, o nível de tensão fora dos limites regulatórios

definido é penalizado na forma de compensação aos consumidores e não está atrelado aos procedimentos tarifários. Já a variação da demanda tem um impacto no planejamento e na aquisição de novos ativos, sendo de importância para a Remuneração de Capital da concessionária.

Além dos impactos técnicos, é importante citar os impactos econômicos. Devido a forma como foi implementado o incentivo à GD, o consumidor aderente ao Sistema de Compensação de Energia se torna uma perda de mercado para a distribuidora. A perda de mercado ocasiona, então, uma redução na energia requerida pela distribuidora para atender seu mercado, tendo um grande impacto em sua receita.

Portanto os principais impactos analisados são:

- Perda de Mercado;
- Variação das Perdas;
- Variação da Demanda.

### 3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

#### 3.1 Considerações Iniciais

Os parâmetros tarifários que são afetados pela GD constituem, em sua maioria, a Parcela A da receita das distribuidoras. Como essa Parcela representa mais da metade da receita das concessionárias [CITATION ANE15 \t \l 1046 ], trabalha-se, em geral, com uma metodologia que se baseia em um Reajuste Tarifário Anual (RTA). No reajuste, a Parcela A é recalculada e a Parcela B é atualizada. Para simplificação da metodologia empregada neste estudo, a Parcela B será considerada constante. Considera-se também que os consumidores que possuem GD instalada são todos de baixa tensão (BT).

A metodologia desenvolvida neste trabalho considera diversos níveis de penetração. Por nível de penetração, entende-se o percentual de energia gerada por GD em relação a energia total que a distribuidora fornece para seus consumidores BT, vide Equação 1.

$$Pen(\%) = 100 \cdot \frac{EnGD}{EF}$$

Equação 1

Com base nos níveis de penetração, é possível calcular a energia gerada pela GD instalada na rede da concessionária, como mostrado pela Equação 2.

$$EnGD = Pen \cdot EF$$

Equação 2

#### 3.2 Custos da Energia

De acordo com a REN ANEEL 482/2015, a energia gerada por consumidores com GD instalada é abatida de suas faturas. Consequentemente, há uma redução no mercado da distribuidora. Por isso, para cada nível de penetração, é calculado o novo mercado da distribuidora, ou seja, a nova energia de fornecimento necessária para atender aos seus consumidores. Esse cálculo é realizado com base nos valores de um Ano de Referência (AR), representado pelo último reajuste da concessionária. A Equação 3 demonstra o cálculo realizado para encontrar a energia necessária para o atendimento ao mercado.

$$EF_{Pen} = EF_{AR} - EnGD_{Pen}$$

Equação 3

Obtida a energia para fornecimento, que reflete o tamanho da distribuidora, deve-se determinar o novo percentual de perdas técnicas a se considerar. O calculado das perdas é realizado com auxílio do *software* Impactos. O *software* Impactos foi desenvolvido pela equipe de pesquisas do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília (UnB) com o intuito de considerar a inserção de geração distribuída no

cálculo de perdas técnicas para redes de distribuição. Cabe destacar que o PROGEOPERDAS, o software da Aneel para cálculo de perdas técnicas, não dispõe da possibilidade de inclusão de GD na rede avaliada.

Para cada nível de penetração, o Impactos fornece um novo valor de perdas técnicas da rede, em percentual e em MWh. A variação das perdas técnicas é definida com base na comparação das perdas percentuais do caso com e sem GD, como mostrado na Equação 4.

$$\Delta PT_{Pen} = PT_{ComGD}(\%) - PT_{SemGD}(\%)$$

Equação 4

O percentual de perdas técnicas usadas para o cálculo da receita é, portanto, definido na Equação 5.

$$PT_{Pen} = PT_{AR}(\%) - \Delta PT_{Pen}(\%)$$

Equação 5

Calculada a PT e a energia de fornecimento, é possível calcular a energia requerida para cada nível de penetração, como na Equação 6. A Energia de Suprimento (ES), as perdas não técnicas e as perdas na rede básica permanecem constantes.

$$ER_{Pen}(MWh) = EF_{Pen} + ES + PT_{Pen} + PNT + PRB$$

Equação 6

Para se determinar os custos da energia, é definido um preço médio dos contratos de energia realizado pela concessionária. A energia é precificada, como na Equação 7.

$$ER_{Pen}(R\$) = ER_{Pen}(MWh) \cdot \text{Preço Médio}$$

Equação 7

### 3.3 Custos de Transporte

Os custos de transporte ou conexão com a rede básica estão diretamente relacionados com os custos da energia. Portanto, supõe-se nesse trabalho que o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) de cada contrato sofre uma redução proporcional a energia requerida. Esse cálculo é feito para cada MUST. Em seguida, é calculado o novo Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), como na Equação 8.

$$EUST_{Pen} = TUST \cdot MUST_{AR} \cdot (1 - Pen)$$

Equação 8

### 3.4 Encargos

Alguns dos encargos que compõe a receita das concessionárias são diretamente afetados pela variação de mercado. É o caso da TFSEE e do P&D. Esses encargos serão analisados nesse trabalho. A TFSEE é calculada com base no mercado da distribuidora e nas perdas técnicas. Já o P&D corresponde a 1% da receita da concessionária.

### 3.5 Cálculo da Receita

Calculados os novos custos de energia requerida, transporte e encargos, é possível determinar a nova Parcela A da concessionária de distribuição, como mostrado na Equação 9. O valor das Receitas Irrecuperáveis (RI) é considerado constante.

$$Parcela A_{Pen} = ER_{Pen} + Transporte_{Pen} + TFSEE_{Pen} + P \wedge D_{Pen} + RI + Outros Encargos$$

Equação 9

Como a Parcela B é mantida constante, a receita requerida final da concessionária é dada pela soma da Parcela A e da Parcela B:

$$RR_{Pen} = Parcela A_{Pen} + Parcela B$$

Equação 10

### 3.6 Cálculo da Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica é calculada pela Aneel com auxílio da tabela PCAT. Durante o reajuste ela é conectada a planilha SPARTA, na qual é calculada a receita. As tarifas são obtidas de forma automatizada. Nesse trabalho, os valores da PCAT serão alterados para os calculados, de forma a se obter a nova tarifa de energia elétrica da concessionária.

## 4.0 - CONCLUSÃO

A metodologia elaborada foi desenvolvida para um reajuste tarifário da Companhia Energética de Brasília (CEB). A energia fornecida pela CEB a seus consumidores corresponde a 5.542.045 MWh. Portanto, na TABELA 1 mostra-se a energia gerada equivalente por GDs instaladas na rede da distribuidora e o percentual de perdas técnicas obtidos no programa Impactos.

TABELA 1. Energia Gerada por GD e Percentual de Perdas Técnicas.

Pen	Energia GD (MWh)	% Perdas Técnicas
0%	0,00	7,46%
1%	55.420,45	7,39%
2%	110.840,90	7,32%
3%	166.261,34	7,26%
4%	221.681,79	7,20%
5%	277.102,24	7,14%
10%	554.204,48	6,87%
20%	1.108.408,96	6,51%

Ainda, na FIGURA 1 pode-se observar a redução das perdas técnica em percentual e em MWh. Comparando-se o caso sem GD, ou 0% de penetração, e o caso com 20% de penetração, há uma redução maior que 1%. Essa redução representa 72.876 MWh. Como atualmente, a ANEEL não contabiliza a variação causada por GD conectada à rede no cálculo de perdas técnicas, a redução das perdas trazidas pela inserção de GD seria absorvida como lucro pelas concessionárias de distribuição.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

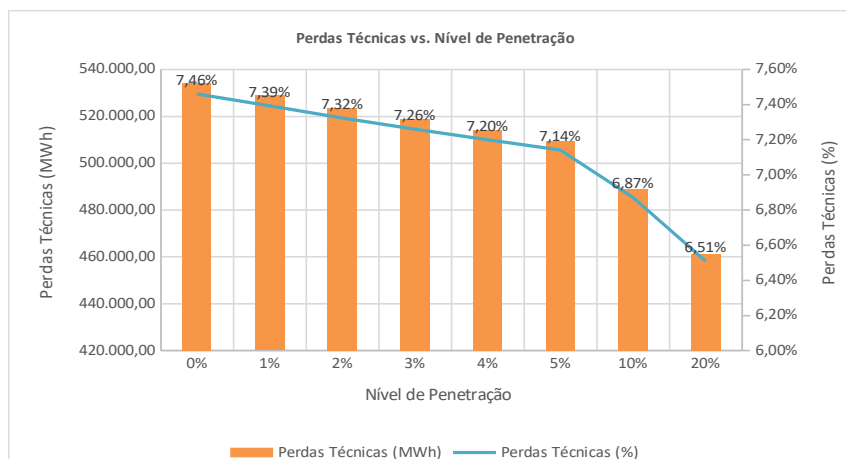


FIGURA 1. Variação das Perdas Técnicas em percentual e MWh.

Realizando-se o cálculo dos novos valores dos componentes da receita, obtém-se a nova Parcela A da distribuidora. Comparando-se o caso sem GD e 20% de penetração, a Parcela A reduziu 13%, com sua redução sendo mais significativa no custo da energia requerida, como pode ser observado na FIGURA 2.

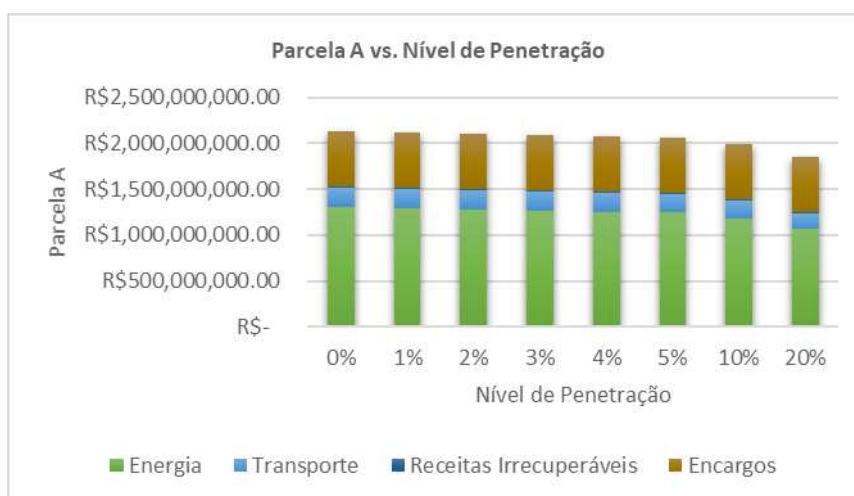


FIGURA 2. Variação dos componentes da Parcela A.

A TABELA 2 apresenta a receita requerida pela distribuidora para os diversos níveis de penetração e a respectiva variação. Nota-se que mesmo com a redução de 83% da Parcela A, a Receita Requerida total tem uma redução menor, de 10%, pois a Parcela B mantém-se constante.

TABELA 2. Receita Requerida e Variação da Receita Requerida

Pen	RA1	Δ RA1
0%	2.621.986.719,99	100,0%



10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

1%	2.607.615.713,40	99,5%
2%	2.593.236.221,22	98,9%
3%	2.578.956.549,99	98,4%
4%	2.564.697.346,07	97,8%
5%	2.550.500.683,89	97,3%
10%	2.479.833.979,66	94,6%
20%	2.341.363.006,43	89,3%

Entretanto, apesar de haver uma variação da receita, quando se trata da Parcela A, a distribuidora tem neutralidade em relação ao que é calculado no reajuste e ao que é efetivamente arrecado. Isso significa que, se no período após a aplicação do reajuste, a distribuidora não arrecar o valor estimado, no próximo reajuste ou revisão, a diferença entre o arrecadado e estimado é reincorporado a tarifa.

No caso da Parcela B, por se tratar de custos gerenciáveis pela concessionária, não há essa neutralidade, logo o valor arrecado ao longo do ano é o que será absorvido pela distribuidora. Nesse caso, a variação de mercado tem um peso maior, pois caso haja uma redução, como um grande número de consumidores aderentes ao sistema de compensação de energia, a distribuidora pode ter uma grande perda de receita. A FIGURA 3 apresenta a perda de Parcela B para os diversos níveis de penetração. Nota-se que, no caso de 20% de penetração, a perda chega a 22,5% da receita, o que pode causar um desequilíbrio econômico-financeiro para a concessionária.

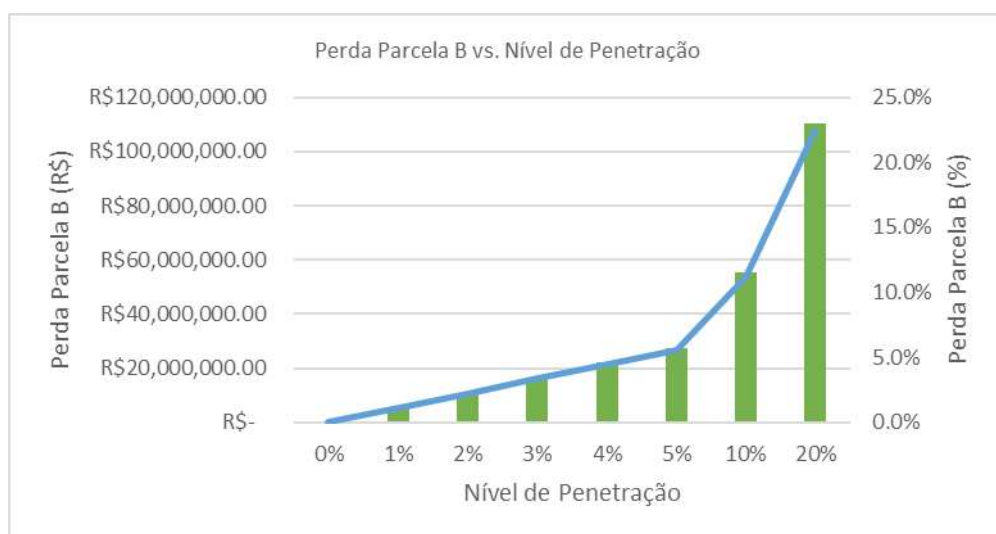


FIGURA 3. Perda de Receita na Parcela B.

Em relação a tarifa dos consumidores, foi calculada as novas TEs e TUSDs para consumidores BT. A FIGURA 4 apresenta as duas tarifas e a variação da tarifa total. Percebe-se que há um aumento da tarifa, tanto na TUSD quanto na TE. Isso ocorre devido a redução do mercado da distribuidora. Mesmo que tenha sido considerada a redução de alguns custos, muitos outros permanecem constantes, principalmente aqueles referentes a rede de distribuição (fio B).



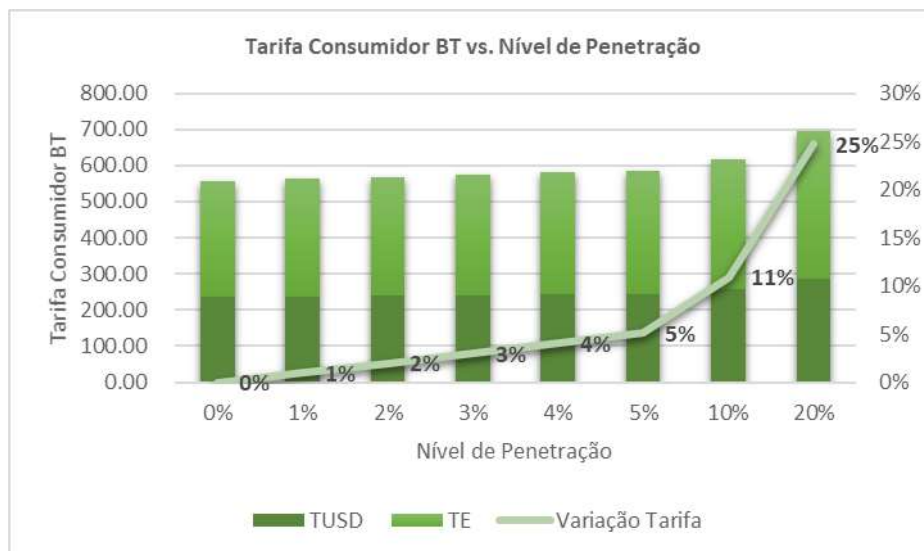


FIGURA 4. Variação da Tarifa do Consumidor BT

O fenômeno apresentado tem sido identificado na literatura como “espiral da morte”. O nome deve-se ao aumento das tarifas devido a entrada de consumidores com GD. Com o aumento da tarifa, o investimento em GD torna-se mais viável e novos consumidores irão inserir GD, criando um ciclo de aumento de tarifas de energia elétrica.

Como apresentado nessa seção, percebe-se que a perda de mercado ocasionada pela adesão ao sistema de compensação de energia resulta em uma redução na receita das distribuidoras. Além disso, a forma como foi desenvolvido o atual incentivo, promove também um aumento nas tarifas de energia elétrica. Tudo isso contribui para uma maior incerteza de mercado para as distribuidoras, gerando um novo fator de risco para o seu negócio.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. (2017). *Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.2 - Tarifas de Referência*.  
Gianelloni, F. (2017). *The Distributed Electricity Generation Diffusion Impact on the Brazilian Distribution Utilities*.  
IRENA. (2016). *Renewable Energy Benefits: Measuring Economics*.  
REN21. (2017). *Renewables 2017. Global Status Report*.  
Tech, V. (2007). *Distributed Generation: Educational Modules*.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

LETÍCIA MARIA AMARAL BRITO





**XXV SNPTEE**  
**SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E**  
**TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

3530  
GDI/27