



# PROPOSTA DE MODELO TARIFÁRIO PARA ASSEGURAR A INSERÇÃO SUSTENTÁVEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

**Tema:** Regulação, Comercialização e Economia

**Autores:** WEBER RAMOS RIBEIRO FILHO

**Co-Autores:** -

**Empresa:** Cemig Distribuição S. A.

---

## Resumo

A inserção de novas tecnologias em setores econômicos marcados por cadeias produtivas monopolísticas tem provocado uma verdadeira revolução nestes setores. A trajetória do mercado de telecomunicações a partir da introdução da telefonia móvel, ou o surgimento dos aplicativos de carona como o Uber, ilustram bem estas transformações. De forma crescente, um movimento parecido vem se desenhando na cadeia produtiva da eletricidade através do desenvolvimento e da difusão dos chamados Recursos Energéticos Distribuídos. Assim, diante deste novo paradigma tecnológico que vem se consolidando no setor elétrico, o presente trabalho tem o objetivo de propor um modelo tarifário que permita a inserção sustentável destas novas tecnologias.

## 1. Introdução

A inserção de novas tecnologias em setores econômicos marcados por cadeias produtivas monopolísticas com tarifa regulada tem provocado uma verdadeira revolução nestes setores.

A trajetória do mercado de telecomunicações a partir da introdução da telefonia móvel constitui um exemplo clássico desse tipo de transformação. Nesta mesma linha, em tempos mais recentes, o surgimento dos aplicativos de carona também evidencia o poder das novas tecnologias em transformar mercados até então monopolizados, como era o de transporte privado de passageiros.

De forma crescente, um movimento parecido vem se desenhando na cadeia produtiva do setor elétrico devido ao desenvolvimento e à difusão do uso de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, o armazenamento de energia, os carros elétricos além de novos equipamentos voltados para a eficiência energética.

Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos – RED's e tem permitido aos consumidores uma participação mais ativa em relação ao consumo e a produção de energia elétrica.

Neste novo cenário, não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade assim como ocorreu em outros setores monopolistas que passaram por movimentos semelhantes.

Diante desta nova realidade tecnológica, os órgãos reguladores de todo o mundo passaram a voltar seus esforços para a formulação de modelos regulatórios que sejam capazes de acomodar de forma harmônica e sustentável a inserção crescente destas novas tecnologias.

Em linha com este debate, o presente ensaio foi elaborado com o intuito de propor um modelo de tarifação binômica capaz de assegurar o atendimento a três objetivos básicos:

(i) tarifa aderente aos custos.

(ii) ambiente regulatório favorável a inserção sustentável de novas tecnologias. (iii) facilidade de implementação e entendimento por parte dos consumidores.

Conforme será mostrado ao longo do estudo, o modelo de tarifação proposto é semelhante ao adotado em alguns países da Europa e se apresenta como alternativa simples e eficaz de solucionar o conflito de interesses entre a geração distribuída e as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## **2. Desenvolvimento**

### **REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: A ALOCAÇÃO DO RISCO DE MERCADO**

No Brasil, em meio às reformas econômicas e setoriais da década de noventa, optou-se pela adoção do regime de price cap como alternativa regulatória para o cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica. Consoante a isso, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica estabelecem a garantia de reajustes tarifários anuais, nos quais a correção da tarifa se dá pela aplicação de uma equação paramétrica que leva em conta a variação do índice inflacionário (IPC-A ou IGP-M) subtraída de um Fator X, tal como estabelecido pela forma clássica do regime price cap.

Esses contratos preveem também, a cada quatro ou cinco anos, a aplicação de revisões tarifárias periódicas. Nesses processos de revisão tarifária os valores das tarifas são então redefinidos, e novos parâmetros de cálculo do Fator X são estabelecidos.

No regime price cap, uma vez definida a tarifa, ela se manterá inalterada até a data do processo tarifário seguinte (reajuste ou revisão). Assim sendo, a tarifa será mantida ao longo dos doze meses subsequentes, independente da magnitude do uso da rede de distribuição.

Nestes termos, entre dois processos tarifários subsequentes, o risco de variação de preços (aumento ou redução) é inexistente no setor de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, os riscos associados à variação da quantidade demandada são integralmente alocados nas concessionárias de distribuição que terão sua receita e sua lucratividade fortemente impactadas pelo comportamento do mercado.

Aumentos na quantidade demandada de energia levarão ao aumento de receitas enquanto as reduções de mercado faturado implicarão em decaimento da receita. Isto se dá porque a receita de uma dada distribuidora nada mais é do que o produto da tarifa pela quantidade faturada. Esse risco associado à variação da quantidade demandada, uma vez alocado nas distribuidoras, acaba tornando as mesmas vulneráveis aos impactos causados pela adoção de novas tecnologias associadas à geração distribuída. Isso porque a expansão da geração distribuída inevitavelmente implica na redução de mercado faturado (quantidade demandada) e, conseqüentemente, da lucratividade das distribuidoras.

Na seção seguinte é desenvolvido um novo modelo tarifário capaz de assegurar que expansão da geração distribuída ocorra de forma sustentável e eficiente, gerando ganhos sistêmicos para toda a sociedade.

### **PROPOSTA DE MODELO TARIFÁRIO PARA INSERÇÃO SUSTENTÁVEL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Foi apontado anteriormente que a regulação econômica adotada no setor elétrico brasileiro acaba por alocar o risco relativo ao comportamento do mercado (subida ou queda) nos concessionários de distribuição.

Neste desenho regulatório a lucratividade da distribuidora se torna função do tamanho de seu mercado, o que acaba levando as mesmas a terem interesses conflitantes com a expansão de atividades que reduzam seu mercado tais como a geração distribuída e a eficiência energética.

Esta problemática foi tratada com maestria na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE que apresentou diversas propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro. Segundo a referida Nota Técnica, tem-se que:

*“A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e mini geração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores”*

Uma vez diagnosticado o problema, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE propõe solucioná-lo pela introdução da tarifa binômia conforme descrito na proposta de redação do Artigo 15-A da Lei nº 9.427/96 replicado abaixo:

“Art. 15-A As modalidades de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – Devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais;”

Nos termos transcritos acima, o dispositivo legal proposto pelo Artigo 15-A da Lei 9.427/96 estabelece a obrigatoriedade da adoção da tarifa binômia para todos os consumidores de energia elétrica, independente do nível de tensão a que estão conectados.

No entanto, embora a proposta do Artigo 15-A represente um avanço na solução do problema, a sua efetiva implementação requer atenção aos impactos das alternativas consideradas na formatação do modelo tarifário a ser aplicado. Neste sentido, cabe destacar que caso se opte pela implantação da tarifa binômia baseada na troca de medidores, os custos com a aquisição de novos medidores serão repassados aos consumidores e poderiam atingir cifras bilionárias, encarecendo as tarifas de energia de forma desnecessária. Visando contornar este problema, o presente trabalho propõe a construção de uma tarifa binômia onde o limite de corrente do disjuntor atua como uma das grandezas de faturamento a serem consideradas no cálculo da fatura dos consumidores. Os disjuntores são equipamentos de proteção instalados próximo aos medidores das unidades consumidoras e são dimensionados em função da potência instalada do consumidor.

Neste modelo de tarifação, o valor da fatura total de energia seria composto pela soma de duas componentes distintas. A primeira delas corresponde aos custos de distribuição de energia e é faturada em função da capacidade do disjuntor. A segunda componente, cobrada em reais por unidade de energia elétrica consumida (R\$/kWh), está associada aos custos relativos à transmissão, aos encargos setoriais, as perdas e a energia propriamente dita.

Grosso modo, poderia se dizer que os itens da Parcela B (custos de distribuição) seriam cobrados em função da potência do disjuntor (Kw) e que os itens da Parcela A (energia, transporte, encargos e perdas) seriam cobrados em função do consumo de energia (kWh).

As Figuras abaixo procuram representar de forma gráfica um comparativo entre a forma de tarifação atual e a aquela proposta neste ensaio.

Figura 1: Modelo Tarifário Atual

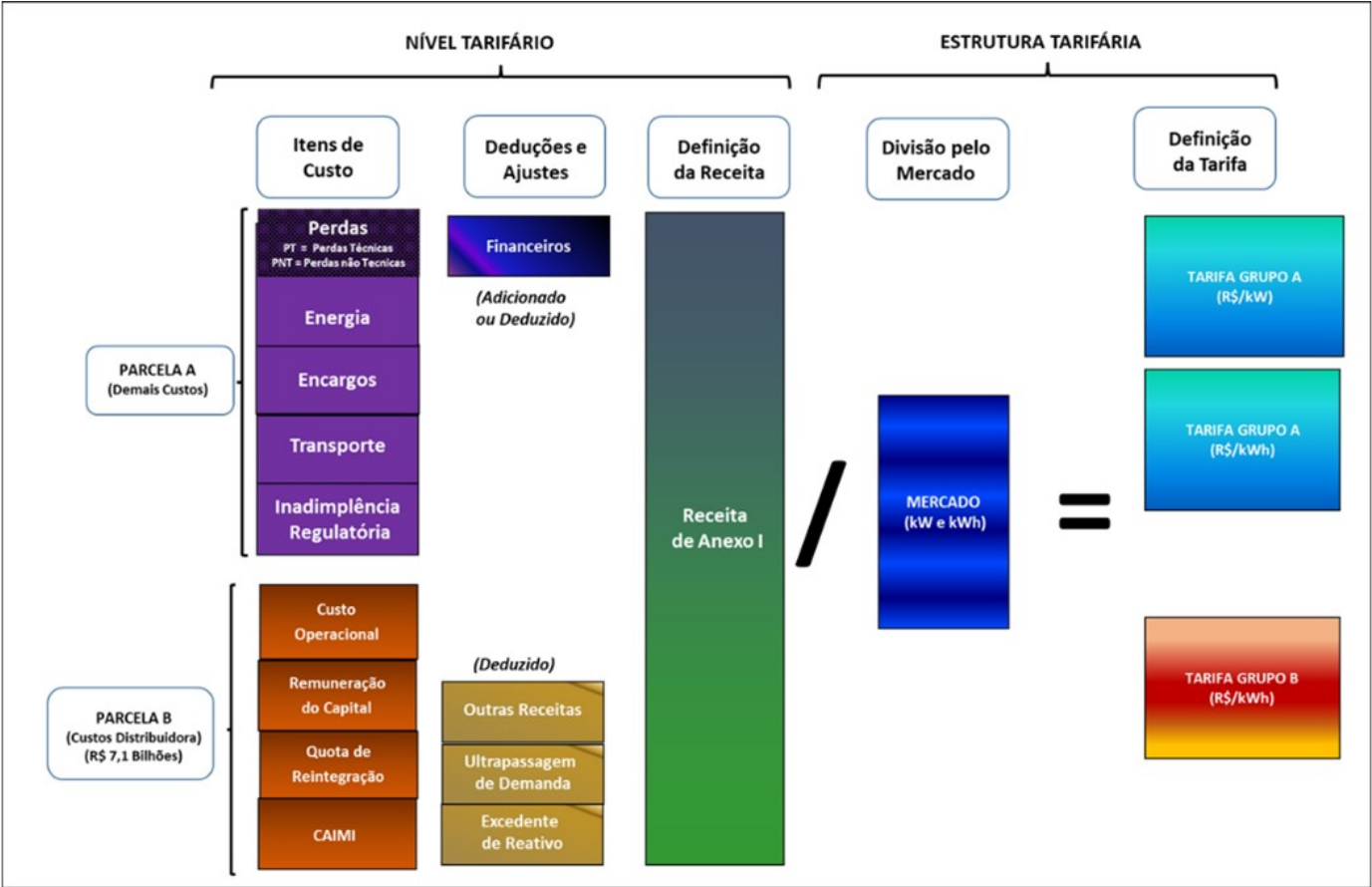
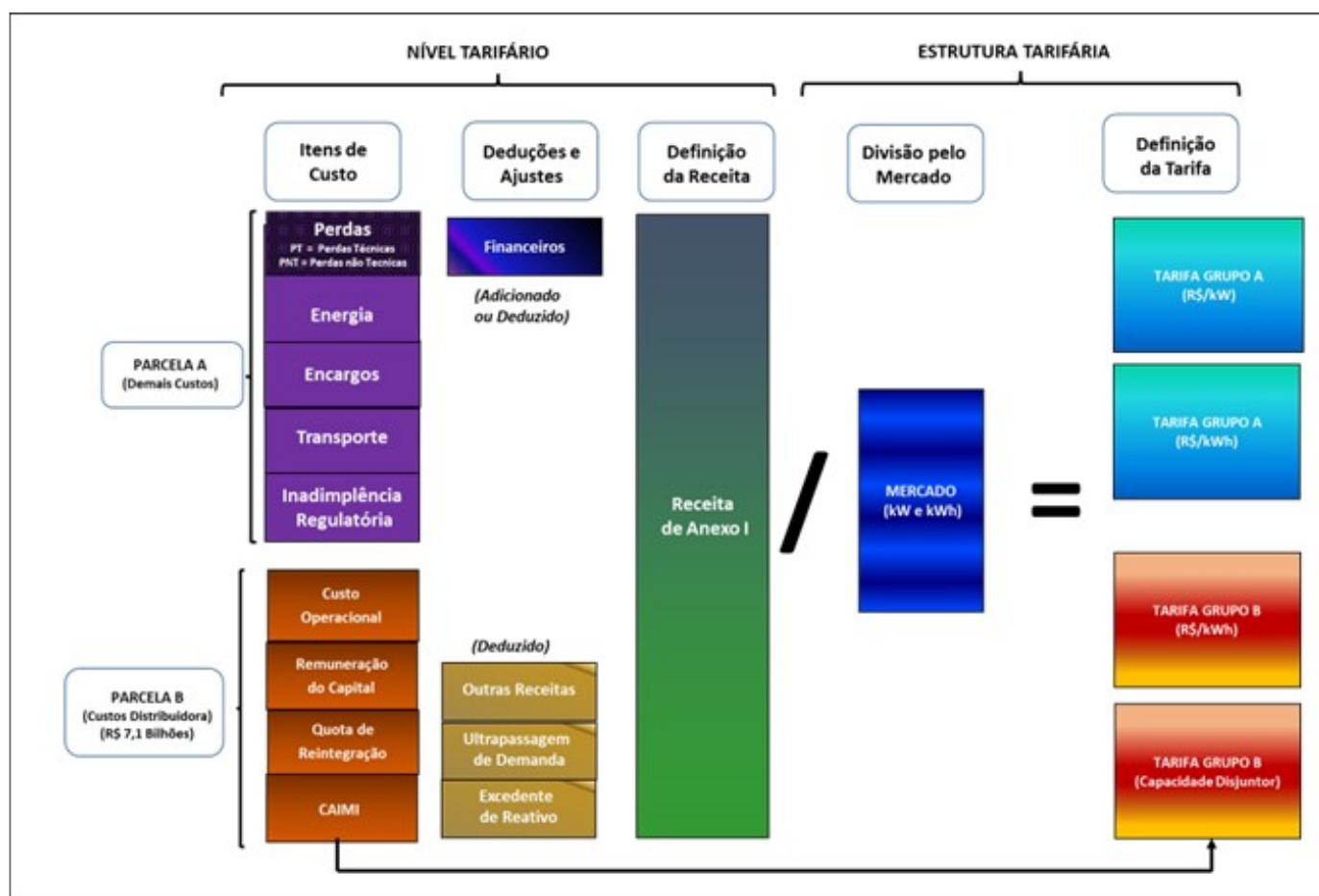


Figura 2: Modelo Tarifário Proposto



Conforme apresentado na Figura 1, o atual modelo de tarifação estabelece uma Receita Requerida somando os custos da distribuidora (VPB) e os custos dos demais agentes (VPA). A Receita Requerida é então dividida por um mercado de capacidade (kW) e também de energia (kWh) chegando-se a tarifas em termos unitários (R\$/kW e R\$/kWh).

Ocorre que as tarifas por capacidade (R\$/kW) são faturadas apenas dos consumidores ligados na média e alta tensão (Grupo A). Para os consumidores conectados na baixa tensão (Grupo B) a tarifa é totalmente faturada em unidade volumétrica (R\$/kWh) implicando que quanto menor o consumo de energia (kWh) menor a receita (R\$).

Para os itens referentes à Parcela A (custos dos demais agentes) a distribuidora possui “uma certa neutralidade” e a arrecadação a menor devido a uma queda do mercado se transforma em um componente financeiro a ser arrecadado dos consumidores nos doze meses seguintes. No entanto, a arrecadação a menor de Parcela B (montante financeiro que fica com a distribuidora) não está sujeita a nenhum tipo de compensação representando uma perda financeira para as concessionárias de distribuição.

Por outro lado, ao se faturar, no Grupo B, os custos da distribuidora (VPB) em função da capacidade do disjuntor (Figura 2), a redução do mercado (kWh) em nada impactaria a lucratividade da distribuidora. Embora a redução do mercado leve necessariamente a uma menor arrecadação de receita, os valores arrecadados a menor não impactariam a lucratividade da distribuidora uma vez que eles correspondem a itens da Parcela A (custos dos demais agentes) e estão sujeitos à neutralidade.

Dessa forma, a modalidade de tarifação aqui proposta promove a dissociação entre a receita das distribuidoras (VPB) e o tamanho de seu mercado, eliminando-se assim, o sinal econômico vigente hoje que atua no sentido de induzir as distribuidoras a buscarem o aumento do mercado faturado como forma de se aumentar a lucratividade.

Na seção seguinte são apresentados os resultados de algumas simulações de como este modelo poderia ser aplicado na prática.

## **APLICAÇÃO PRÁTICA DO NOVO MODELO TARIFÁRIO: ESTUDO DE CASO E SIMULAÇÕES NUMÉRICAS**

Uma vez conhecidas as diretrizes gerais do novo modelo tarifário, passemos a avaliar um caso concreto baseado em dados públicos e levantamentos preliminares efetivados na CEMIG Distribuição.

A Tabela 1 mostrada abaixo apresenta os valores financeiros e os pressupostos considerados nas simulações. Neste ponto, cabe ressaltar que os Fatores de Ponderação de Fase – FPF foram definidos de forma arbitrária visando manter a proporção existente hoje entre consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Todavia, estes valores podem ser definidos para atender outros objetivos específicos.

Tabela 1: Dados de Entrada

	UNIDADE	VALOR
VPB Total	R\$	7.349.637.281
%Grupo A no VPB	%	25%
%Grupo A no VPB	R\$	1.837.409.320
VPB Grupo B	R\$	5.512.227.961
% Custos Fixos - R\$/UC	%	10%
VPB Grupo B - Parcela Fixa	R\$	551.222.796
VPB Grupo B - Parcela Variável	R\$	4.961.005.165
Número de Consumidores - Grupo B	Unidades	9.349.902
Fator de Ponderação de Fase - Monofásico	-	1,00
Fator de Ponderação de Fase - Bifásico	-	1,60
Fator de Ponderação de Fase - Trifásico	-	3,30
Custo Fixo	R\$/UC/Ano	58,95
Tarifa Base	R\$/Kw/Ano	15,13

Ainda pela Tabela 1 é possível observar a existência de uma Tarifa Base, em R\$/kW/Ano, a qual será aplicada para faturar os diferentes tipos de consumidores. Esta tarifa foi definida adotando o pressuposto que a somatória do faturamento de todos os consumidores seja equivalente ao Valor da Parcela Variável do Grupo B (VPB Grupo B – Parcela Variável).

Partindo dos valores mostrados na Figura 1, pode se proceder com a definição dos valores a serem pagos por cada plano, os quais são definidos em função do número de fases e da potência limite do disjuntor. Estes valores são detalhados na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2: Definição dos valores dos planos



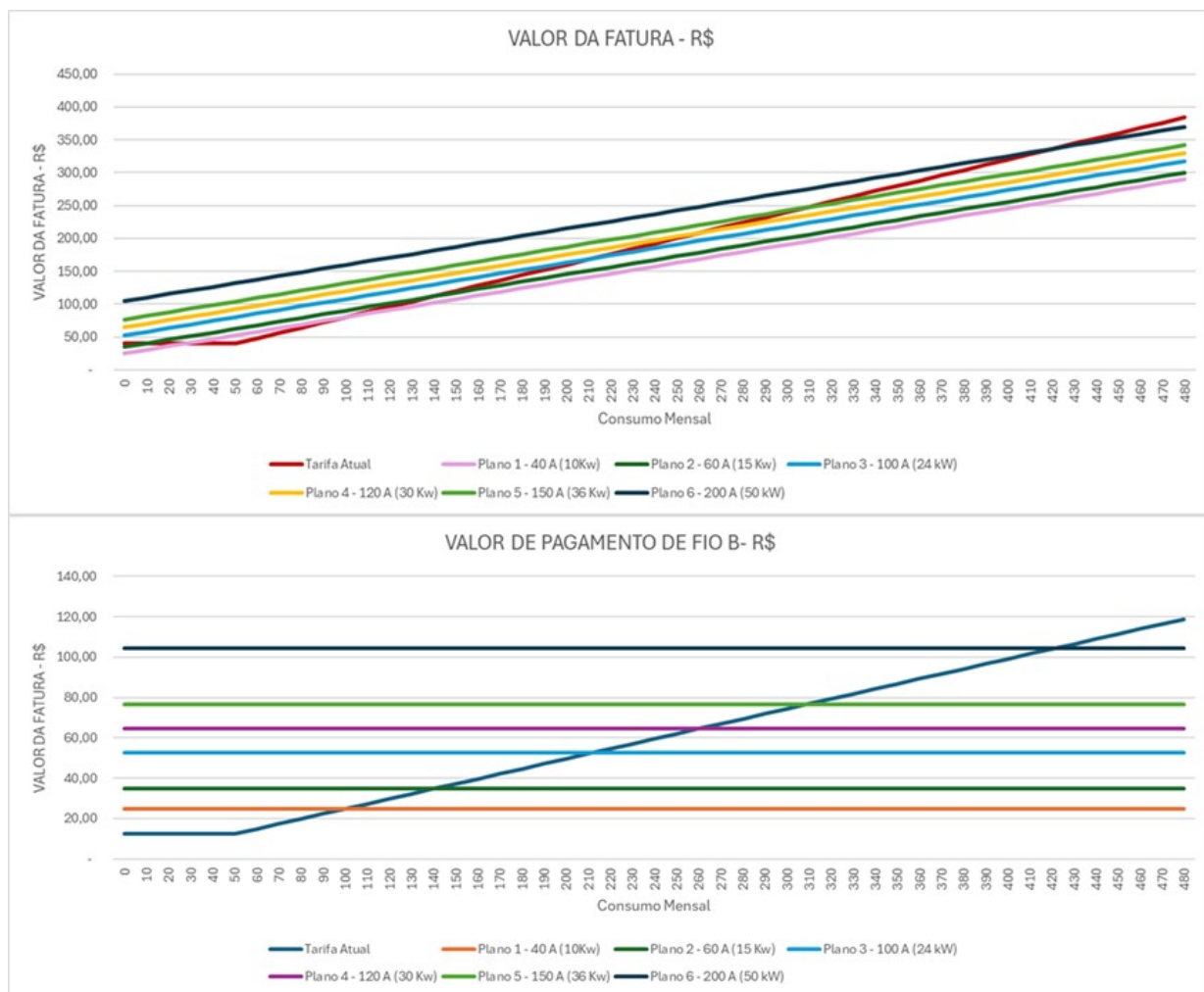
MONOFÁSICO									
PLANOS	FAIXA DA AMPERAGEM	DISJUNTOR (Ampere)	DEMANDA (até kW)	CUSTO FIXO (R\$/UC/Año)	CUSTO VARIÁVEL (R\$/UC/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Dia)	PREÇO DO PLANO (R\$/Mês)	NÚMERO DE UC's (Unidades)
Plano 1	0 <= A <= 40	40	5	58,95	75,64	134,60	0,37	11,06	3.215,142
Plano 2	40 < A <= 50	50	6,5	58,95	98,33	157,29	0,43	12,93	36,550
Plano 3	> 50	70	10	58,95	151,28	210,24	0,58	17,28	607,979
BIFÁSICO									
PLANOS	FAIXA DA AMPERAGEM	DISJUNTOR (Ampere)	DEMANDA (até kW)	CUSTO FIXO (R\$/UC/Año)	CUSTO VARIÁVEL (R\$/UC/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Dia)	PREÇO DO PLANO (R\$/Mês)	NÚMERO DE UC's
Plano 1	0 <= A <= 40	40	10	58,95	242,05	301,01	0,82	24,74	1.285,024
Plano 2	40 < A <= 60	60	15	58,95	363,08	422,03	1,16	34,69	1.163,496
Plano 3	60 < A <= 100	100	24	58,95	580,92	639,88	1,75	52,59	710,362
Plano 4	100 < A <= 120	120	30	58,95	726,15	785,11	2,15	64,53	6,557
Plano 5	120 < A <= 150	150	36	58,95	871,38	930,34	2,55	76,47	10,069
Plano 6	> 150	200	50	58,95	1.210,25	1.269,21	3,48	104,32	22,119
TRIFÁSICO									
PLANOS	FAIXA DA AMPERAGEM	DISJUNTOR (Ampere)	DEMANDA (até kW)	CUSTO FIXO (R\$/UC/Año)	CUSTO VARIÁVEL (R\$/UC/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Año)	PREÇO DO PLANO (R\$/Dia)	PREÇO DO PLANO (R\$/Mês)	NÚMERO DE UC's
Plano 1	0 <= A <= 70	70	27	58,95	1.347,92	1.406,87	3,85	115,63	2.119,003
Plano 2	70 < A <= 100	100	38	58,95	1.897,07	1.956,02	5,36	160,77	80,498
Plano 3	100 < A <= 150	150	57	58,95	2.845,60	2.904,56	7,96	238,73	38,809
Plano 4	150 < A <= 200	200	75	58,95	3.744,21	3.803,17	10,42	312,59	30,093
Plano 5	200 < A <= 250	250	95	58,95	4.742,67	4.801,62	13,16	394,65	6,374
Plano 6	250 < A <= 320	320	114	58,95	5.691,20	5.750,16	15,75	472,62	3,374
Plano 7	320 < A <= 400	400	152	58,95	7.588,27	7.647,23	20,95	628,54	5,061
Plano 8	400 < A <= 450	450	171	58,95	8.536,80	8.595,76	23,55	706,50	528
Plano 9	450 < A <= 500	500	188	58,95	9.385,49	9.444,45	25,88	776,26	1,212
Plano 10	500 < A <= 630	630	228	58,95	11.382,41	11.441,36	31,35	940,39	4,217
Plano 11	630 < A <= 700	700	266	58,95	13.279,47	13.338,43	36,54	1.096,31	60
Plano 12	> 700	800	304	58,95	15.176,54	15.235,50	41,74	1.252,23	3,375

Portanto, considerando o parque de disjuntores apresentados na Tabela 2, poderia se estabelecer o valor de cada plano a ser contratado pelos consumidores em função do limite de potência do disjuntor usado na unidade consumidora. Este valor é definido em R\$/dia e será usado no faturamento dos consumidores juntamente com o consumo medido dentro do período.

Uma vez detalhada a forma de faturamento dos consumidores, pode-se simular qual seria o valor da fatura neste novo modelo tarifário em função do plano contratado e da energia consumida. Isto é feito nos gráficos abaixo que incluem além do faturamento dos consumidores convencionais, os consumidores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, seja na modalidade de GD I (pedidos de conexão anteriores a 01/01/2023), seja na modalidade GD II (pedidos de conexão posteriores a 01/01/2023).

Cabe ressaltar que as simulações consideram um consumidor bifásico e, para os consumidores com geração distribuída, foi adotada a hipótese que os ativos de energia (energia injetada + créditos anteriores) são suficientes para compensar o todo o consumo medido do período.

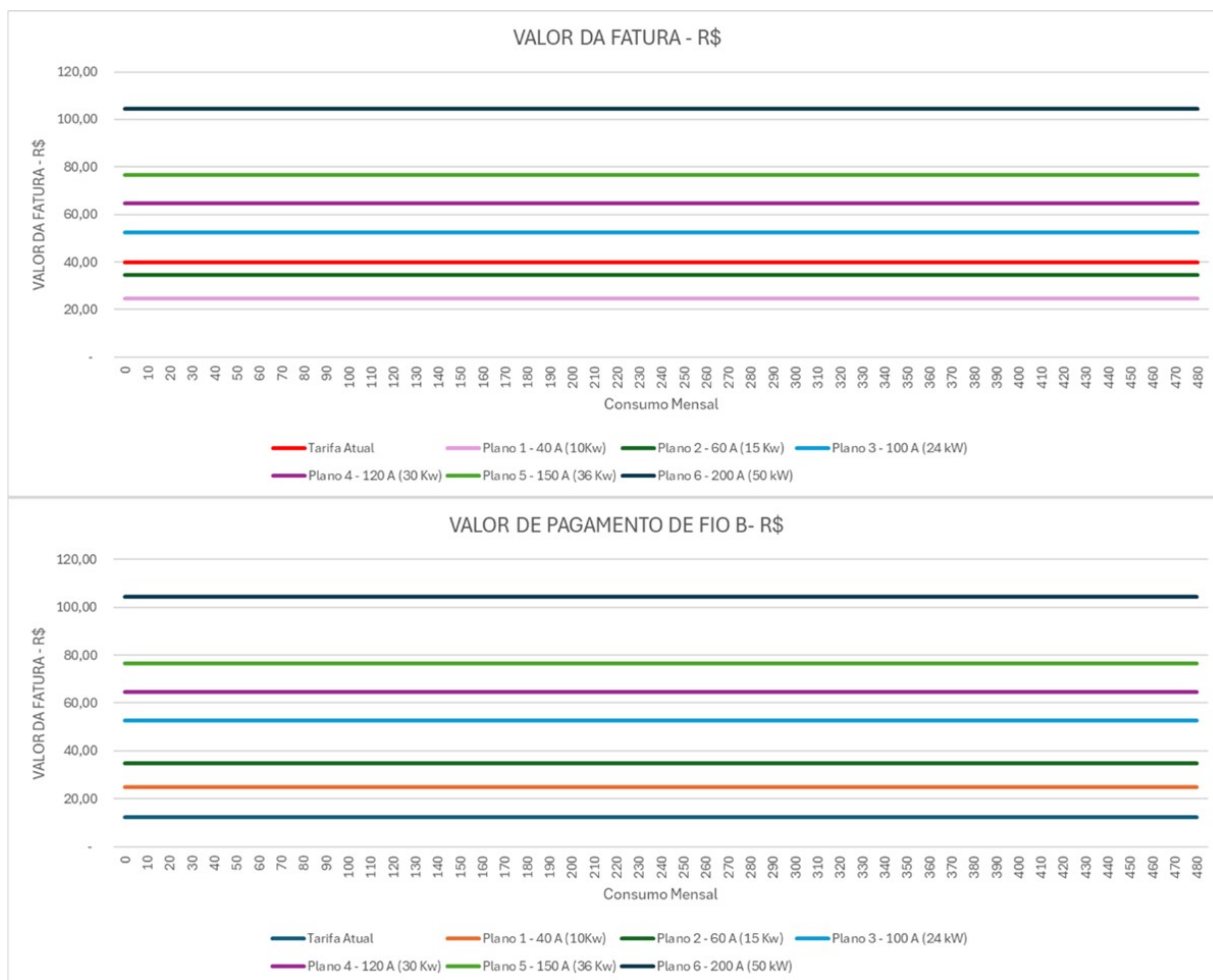
Figura 3: Valor da fatura e Pagamento de Fio B (Consumidores sem GD)



Conforme pode ser observado na figura, a fatura dos consumidores será tanto maior quanto maior for o seu consumo. Já no que se refere ao pagamento dos custos de distribuição (TUSD Fio B), os pagamentos independem do montante consumido e passam a ser função do disjuntor instalado na unidade consumidora, o qual é dimensionado de acordo com a declaração de carga do cliente.

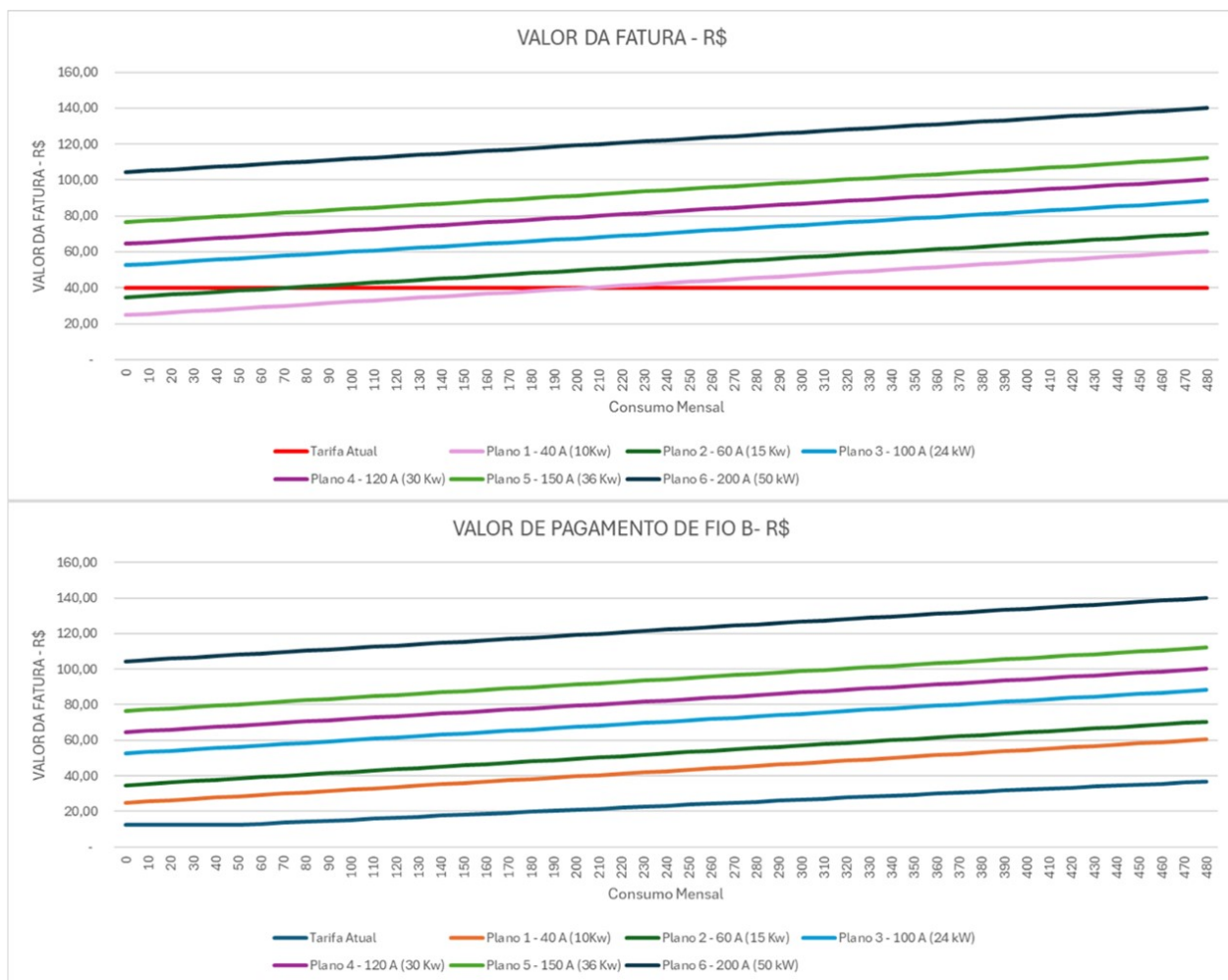
Figura 4: Valor da fatura e Pagamento de Fio B (Consumidores com GD I)





No caso dos consumidores com GD I, a energia compensada será igual a energia consumida e o valor da fatura corresponderá ao valor do plano contratado. Nesta situação, como o valor do plano inclui somente os custos de Parcela B, todo o valor pago pelo consumidor será referente aos custos de distribuição (TUSD Fio B).

Figura 5: Valor da fatura e Pagamento de Fio B (Consumidores com GD II)



No caso dos consumidores com GD II, a Lei 14.300/22 estabelece o pagamento pela energia compensada de um percentual da TUSD Fio B. Com isso, tanto o valor da fatura quanto o pagamento de Fio B serão maiores quanto mais elevado for a energia consumida (compensada).

No caso da GD II, poderia se argumentar que o consumidor paga pelo Fio B de forma “duplicada”, o que implicaria em receitas extraordinárias para a distribuidora. Nesta situação, uma forma de solucionar o problema é reverter os pagamentos pela energia compensada (GD II) para a modicidade tarifária, de forma análoga ao que ocorre com a Ultrapassagem de Demanda e o Excedente de Reativo para os consumidores do Grupo A.

As simulações apresentadas anteriormente deixam claro que o a Tarifa via Disjuntor redefine a forma como as faturas são calculadas por meio da implantação de uma tarifa binômica que não requer a troca de medidores. A Tabela 3 abaixo sintetiza as vantagens e desvantagens desta alternativa quando comparada com o modelo atual.

Figura 6: Comparativo entre os modelos

ALTERNATIVA	VANTAGENS	DESVANTAGENS
<b>Modelo Atual</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não requer mudanças legais ou regulatórias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarifa não é aderente ao custo;</li> <li>- Não reflete o conceito de "disponibilidade";</li> <li>- Leva a perda de receitas pela distribuidora em função da queda do mercado faturado (GD e EE);</li> <li>- Torna a GD mais atraente para consumidores com consumo mais elevado</li> </ul>
<b>Tarifa via Disjuntor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarifa mais aderente ao custo;</li> <li>- Reflete o conceito de "disponibilidade";</li> <li>- Torna a GD mais atrativa para consumidores com consumo mais baixo</li> <li>- GD e EE não geram perda de receita para as distribuidoras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requer mudanças regulatórias;</li> <li>- Requer o "recadastramento" do parque de disjuntores;</li> </ul>

### 3. Conclusão

Conforme apontado ao longo deste ensaio, as tarifas de energia devem ser construídas para atender objetivos preestabelecidos. Partindo desta constatação básica, e tendo em mente que a tarifa nada mais é que um algoritmo para a cobrança da fatura, o presente ensaio procurou desenvolver um novo algoritmo para o cálculo das faturas de energia elétrica que atendesse a uma série de objetivos previamente identificados. Acredita-se que a alternativa regulatória ora proposta represente uma forma simples, barata e eficaz de se implantar a tarifa binômica para os consumidores da Baixa Tensão, assegurando assim, a construção de tarifas aderentes ao custo e a inserção eficiente e sustentável de novas tecnologias na cadeia produtiva da eletricidade, principalmente aquelas associadas ao conceito de geração distribuída.

### 4. Referências bibliográficas

Akorede, M.F; Hizam, H; Pouresmaeil, E. 2010. Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14. 724 - 734.

ANEEL. 2012. Resolução Normativa nº 482/2012. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

Baldwin, R., Cave, M. & Lodge, M.: (2012): *Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice*; 2nd Ed., Oxford University Press

Bankes, S. (1993). Exploratory modeling for policy analysis. *Operations Research*, 41(3):435–449.

Denholm, P.; Margolis, R.; Palmintier, B.; Barrows, C.; Ibanez, E.; Bird, L.; Zuboy, J. (Org.). 2014. *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*.

Foley, A. M.; Ó Gallachóir, B. P.; Hur, J; Baldick, R.; McKeogh, E. J. 2010. A Strategic Review of Electricity Systems Models. *Energy* 35 (12): 4522–30. doi:10.1016/j.energy.2010.03.057.

Radaelli, C. & De Francesco, F. (2011): Regulatory Impact Assessment; *The Oxford Handbook of Regulation*, Ch. 15.

SALOMÃO Filho, Calixto. *Regulação da Atividade Econômica: princípios e fundamentos jurídicos*. São Paulo: Malheiros, 2001;

Salgado, L.H. & Borges, E.B.P. (2010): *Análise de Impacto Regulatório: Uma Abordagem Exploratória*; IPEA, Texto para Discussão nº 1.463