



## **Prémios Técnicos de Regulação**

**RELOP 2020**

**Tema: Democratização do acesso à energia**

**MITIGAÇÃO DA POBREZA ENERGÉTICA PELA REDISTRIBUIÇÃO DE  
ENCARGOS UTILIZANDO MODELO MICROGRANULAR DE TARIFAS DE USO DOS  
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

**SUMÁRIO**

<b>RESUMO</b> .....	<b>3</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>4</b>
<b>2. PRINCÍPIOS TARIFÁRIOS</b> .....	<b>4</b>
<b>3. MODELO MICROGRANULAR DE CÁLCULO DE TUSD</b> .....	<b>7</b>
3.1 Tratamento de Dados.....	7
3.2 Custo Marginal de Capacidade por Espectro de Perdas - $CMC_{EP}$ .....	8
3.3 Algoritmo de Cálculo .....	9
<b>4. ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>11</b>
4.1 Dados das Receitas .....	11
4.2 Cálculo de Tarifas Microgranulares .....	13
4.3 Tarifas por Classe de Consumo .....	14
<b>5. POBREZA ENERGÉTICA</b> .....	<b>15</b>
<b>6. AVALIAÇÃO DA SIMETRIA TARIFÁRIA E REDISTRIBUIÇÃO DOS ENCARGOS</b> ..	<b>17</b>
6.1 Avaliação dos Indicadores de Valor do Serviço.....	17
6.2 Resultados: Redistribuição dos Encargos .....	19
<b>7. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>22</b>
<b>8. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>22</b>

## RESUMO

A presente monografia enquadra-se no tema “*Democratização do acesso à energia*”. Atualmente as tarifas de energia elétrica têm como base as tarifas residenciais, se aplicando descontos em classes específicas (rural, autoprodutor, subclasse baixa renda etc.). O valor decorrente da diferença entre a receita de aplicação da tarifa base (residencial) e as classes com descontos, resulta em valor tido como subsídios do setor de energia elétrica. Todavia, no cálculo da estrutura tarifária é possível obter as tarifas por classe de consumo, reflexivas com o custo, explicitando o real subsídio decorrente da diferença entre o custo marginal de atendimento e tarifa aplicada. Para obter respostas mais detalhadas, é proposto modelo de cálculo da estrutura tarifária microgranular (por unidade consumidora e hora do dia). O modelo é aplicado em área de concessão de distribuidora de energia elétrica, com dados obtidos exclusivamente dos processos de revisão tarifária periódica, aplicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Posteriormente é proposta a redistribuição dos custos entre municípios da região de Bragança Paulista, com base no Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) como *proxy* para qualidade do serviço e perdas não técnicas, com o objetivo imediato de reduzir a assimetria tarifária e mediato de reduzir a pobreza energética da região. Dessa forma, as tarifas antes homogêneas para uma mesma área de concessão, são definidas por municípios, considerando os custos das redes e particularidades sociais e econômicas regionais, mais aderente ao valor do serviço público o consumidor. O resultado do modelo demonstra que é viável a aplicação diferenciada de tarifas entre municípios de uma mesma área de concessão, coerentes com o IDH-M, e em certa medida à qualidade do serviço e perdas não técnicas. Para adequação das tarifas é demonstrado que ao se alterar a distribuição de encargos setoriais entre menos 20% e mais 22% da média do modelo vigente, é obtida uma tarifa relacionada às condições sociais e econômicas da região estudada. Ao se considerar as externalidades do modelo tradicional, espera-se que áreas com maiores índices de pobreza energética apresentem tarifas proporcionalmente menores, em benefício da concessionária e consumidores.

Palavras-Chave: Distribuição de Energia Elétrica, Estrutura Tarifária, Assimetria Tarifária, Encargos, Pobreza Energética.

## 1. INTRODUÇÃO

O paradigma do setor de distribuição de energia elétrica vem se alterando drasticamente, em decorrência da inserção de novas tecnologias na rede e alteração dos hábitos de consumo. No âmbito das tecnologias de rede, destaca-se a inserção da microgeração fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia, medidores inteligentes, recarga de veículos elétricos e uso de equipamentos inteligentes com capacidade de modulação automática da carga. A inserção de novas tecnologias tende a tornar a carga mais elástica às tarifas, possibilitando rápida modulação e aumento da eficiência de rede.

Com a inserção de novas tecnologias o fluxo da energia deixa de ser unidirecional, a elasticidade energia preço aumenta e o consumidor passa a investir efetivamente na geração de energia e confiabilidade, reduzindo a importância do transporte por meio das redes.

A deserção da rede por meio da associação da geração distribuída e armazenamento de energia por hora não é viável economicamente. Contudo, é certo que os custos de sistemas de armazenamento estão em queda, podendo se aproximar dos custos de fornecimento das redes, sobremaneira ao se considerar a escalada dos subsídios tarifários. A questão não é mais se haverá competição para o monopólio da rede, mas quando os custos marginais de produção/qualidade local serão equivalentes ao custo de produção, transporte e qualidade da rede de distribuição.

Nessa senda, com o aumento da competição dos recursos energéticos, surgem parâmetros de comparação das tarifas, explicitando ineficiências setoriais. Dessa forma, o princípio da eficiência e causalidade de custos passa a ficar em evidência. Na busca pela eficiência, é basilar a avaliação de subsídios setoriais (MIT, 2016).

Com a deserção da rede pelos consumidores com condição econômica para investimentos em geração e armazenamento, surge a questão: Quem pagará os subsídios tarifários? A alternativa seria o pagamento por meio de recursos oriundos de tributos. Contudo, o presente trabalho procura responder questão mais fundamental: Qual o real subsídio de cada consumidor? Como tornar mais eficiente sua distribuição, seguindo a vertente tarifária de valor para o consumidor? Tal resposta não é obtida pelos mecanismos atuais de cálculo da estrutura tarifária. Definir a real diferença entre os custos (médios ou marginais) e as receitas é essencial para a melhoria da eficiência e da definição das políticas públicas setoriais.

No setor elétrico brasileiro as áreas de concessão são definidas por municípios ou estados. Nos casos de pequenas áreas de concessão as tarifas são mais reflexivas em decorrência da baixa granularidade locacional. Todavia, para distribuidoras com grandes áreas de concessão a uniformidade de aplicação da tarifa induz à ineficiência e falta de aderência entre o valor do recurso energético para o consumidor e tarifas aplicadas.

Embora existam mecanismos de mitigação da pobreza energética e assimetria tarifária, como programas de tarifas sociais e universalização da energia, observa-se o alto custo com operacionalização, controle e auditoria, além de distorções dos critérios que prejudicam o alcance dos objetivos inicialmente propostos.

## 2. PRINCÍPIOS TARIFÁRIOS

Antes de descrever o modelo de cálculo de estrutura tarifária microgranular é fundamental a avaliação dos princípios tarifários dispostos na literatura, que retratam a experiência de mais de um século na aplicação do *design* tarifário. A política tarifária está relacionada a questões de conveniência, interesse e oportunidade, aplicadas a cada país, dos quais se extraem princípios a serem sopesados nos

processos de definição das tarifas. Bonbright (1969) define de modo abrangente os princípios tarifários aos serviços públicos:

1. Simplicidade: simples para o cidadão médio;
2. Aceitação pública: considerar a opinião pública;
3. Causalidade de Custos: eficiência econômica, com aplicação das tarifas baseadas nos custos da rede;
4. Estabilidade de tarifas: não variem significativamente no tempo;
5. Não discriminatórias: certo grau de equidade entre um grupo homogêneo de consumidores;
6. Manter o equilíbrio econômico e financeiro: garantir a sustentabilidade da empresa; e
7. Estabilidade da receita ao longo do ano: a receita das distribuidoras deve ser estável, de modo a evitar desequilíbrios financeiros ao longo do ano.

Em certa medida, os princípios propostos por Bonbright (1969) são aplicados pelos modelos vigentes no Brasil, exceto o de estabilidade de tarifas, por não haver mecanismos contra variações expressivas nos processos tarifários.

De modo mais atual e específico para as tarifas de distribuição de energia elétrica Lazar *et. al.* (2017) elencam os princípios da estrutura tarifária:

1. Princípios de Eficiência:
  - i.o consumo deve ter como contrapartida o pagamento do custo de conexão e seguir a respectiva função de custo<sup>1</sup>;
  - ii.benefícios coletivos, como da diversidade, devem ser equitativamente compartilhados;
  - iii.as tarifas devem se tornar mais granulares, ou seja, deve haver uma maior aderência aos custos individuais;
  - iv.a tarifa deve considerar os custos marginais de curto e longo prazos;
  - v.os consumidores devem pagar pelo quanto usam e quando usam;
  - vi.as tarifas variáveis no tempo devem ser úteis como sinalização econômica para cargas com capacidade de alteração do perfil de consumo, tal como geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas interruptíveis;
  - vii.os consumidores que fornecem serviços, postergando investimentos de rede ou melhorando a qualidade do produto e serviço devem ser compensados.
2. Proteção dos Consumidores:
  - i. o regulador deve prever várias modalidades tarifárias, sendo pelo menos uma de fácil entendimento e que não exija gerenciamento de carga sofisticado, ademais, deve prever tarifas opcionais, com sinais econômicos mais precisos, exigindo gerenciamento sofisticado por parte do consumidor e maior eficiência da rede; e
  - ii.o regulador deve avaliar a estrutura tarifária, à medida que novas tecnologias de rede se consolidem.

Nas definições regulatórias, notadamente de tarifas ou receitas das distribuidoras, há um embate entre argumentos aliados à causa da eficiência econômica de um lado e de outro justiça, equidade e razoabilidade. No caso das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD as discussões estão calcadas no custo do serviço, sejam custos marginais ou médios, e qual o impacto do

---

<sup>1</sup> Dessa forma, a medição e faturamento deve impactar nas tarifas na forma de custo fixo, pois não estão relacionados a variável de energia ou demanda, enquanto o transformador diretamente conectado e outras instalações devem refletir os custos em unidades de demanda.

consumidor no custo de expansão da rede de distribuição. Questões de como os subsídios são rateados ficam a cargo dos legisladores, geralmente alijados de questões de eficiência econômica. Para completar o equacionamento da definição tarifária, cabe destacar o ativismo judicial, onde magistrados registram os conceitos de justiça tarifária por meio de decisões com impactos tarifários diretos tomados de modo individualizado, entre partes, por consumidor.

No processo de construção das tarifas, procura-se respeitar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, garantindo a continuidade da empresa. Por meio da estrutura tarifária é definido o rateio das receitas requeridas, tema de interesse secundário para as empresas, mas de extrema sensibilidade para os consumidores. Nesse sentido, a seguir é apresentado os resultados de pesquisas realizados com consumidores, relacionados à fixação de tarifas e percepção de justiça, organizados por Biggar (2010):

Fato 1: a estrutura tarifária será justa se não houver mudanças bruscas nas tarifas e, caso ocorra, os consumidores sejam avisados com antecedência;

Fato 2: aumentos em tarifas baseados em aumentos de custos são tolerados pelos consumidores e considerados justos, o que reforça, em termos de economia comportamental, que os preços sejam baseados em custos;

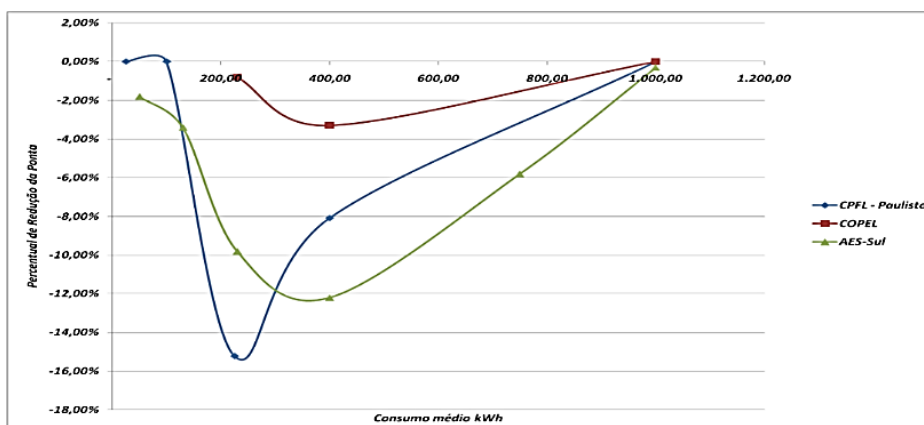
Fato 3: da mesma forma que o Fato 2, reter todos os ganhos com redução de custos é considerado injusto, mas reter parte dos ganhos é considerado justo;

Fato 4: consumidores consideram injusto um aumento de tarifa como incentivo para reduzir a demanda, mas consideram justo conceder descontos para clientes que estejam dispostos a mudar seus hábitos de consumo no sentido de racionalizar o bem ou serviço;

Fato 5: de todos os fatos observado por Biggar (2010) o considerado mais injusto pelos consumidores é o de explorar alguma condição particular do consumidor para obter lucro, como exemplo, aumentar a tarifa para um consumidor cujo bem é essencial.

Um exemplo notável do Fato 5 é a aplicação dos preços de *Ramsey*. Na inviabilidade de se aplicar a teoria marginalista pura, em que as tarifas devem ser iguais ao custo marginal de produção, adota-se o ótimo de segundo melhor, onde se maximiza a eficiência econômica com a restrição de operação sem prejuízos às empresas. O sobre-preço será maior na proporção do inverso da elasticidade preço demanda. Desse modo, ao aplicar os preços de Ramsey, consumidores com menores elasticidades pagariam um *markup* maior (NOGUEIRA e CAVALCANTI; 1996). A Figura 1 apresenta a resposta à demanda obtida por pesquisas em 3 distribuidoras diferentes (ANEEL, 2010).

**Figura 1 – Elasticidade demanda preço por faixa de consumo**



Fonte: ANEEL (2010).

Observa-se que consumidores com baixo consumo não respondem às tarifas, ou seja, são inelásticos. Segundo ANEEL (2010) “*consumidores com pouco consumo tendem a utilizar proporcionalmente cargas essenciais, enquanto grandes consumidores residenciais tendem a ter maior renda e menor resposta ao sinal de preço*”. Dessa forma, ao aplicar os preços de Ramsey consumidores com baixo consumo teriam uma tarifa maior, em sentido completamente oposto ao que ocorre na prática, onde consumidores classificados como baixa renda possuem tarifas menores.

O exemplo apresentado demonstra as dificuldades de se aplicar critérios de eficiência econômica em detrimento de critérios de justiça social, equidade e razoabilidade. No caso supra exposto não seria justo, equitativo ou razoável aplicar uma tarifa maior à consumidores classificados como baixa renda. Há a necessidade de avaliar o valor do bem ou serviço público para o consumidor, sob pena de sua exclusão. O valor do serviço não deve ser objeto de medições precisas, e incluem a disposição e a capacidade do consumidor em pagar tais custos.

Outro exemplo é o caso de aplicação de tarifas rurais, em que a baixa densidade de carga tende a elevar os custos de atendimento dos consumidores. Uma aplicação das tarifas para a classe rural, observando somente o custo do serviço, pode tornar a aplicação das tarifas inviável, sinalizando ao consumidor a busca de alternativas com externalidades negativas, como o uso de geração diesel, o excluindo do mercado, em desrespeito aos requisitos de generalidade dos serviços públicos.

### 3. MODELO MICROGRANULAR DE CÁLCULO DE TUSD

Para o cálculo tarifário é adotado o modelo proposto por Roselli (2020), que representa de forma abrangente a carga e rede de distribuição. Dessa forma, é possível analisar a sensibilidade entre os custos da rede, por posição elétrica e horária, devido a alterações na curva de carga. Atualmente não há necessidade de se adotar modelos reduzidos por meio da equivalência de rede e carga, conforme descrito por DNAEE (1985), uma vez que toda a rede de distribuição é caracterizada por informações georreferenciadas. O banco de dados georreferenciado permite o cálculo determinístico da conexão nominal entre elemento de rede e consumidor, viabilizando modelos holísticos que considerem a rede de distribuição (*beyond the meter*) e a unidade consumidora (*behind the meter*) (SIOSHANSI; 2020).

#### 3.1 Tratamento de Dados

Para o cálculo das tarifas são utilizadas curvas de carga amostrais, dados do cadastro de consumidores, representação elétrica dos elementos da rede, além de dados contábeis e climáticos. Para o cálculo completo dos impactos econômicos de cada consumidor na rede de distribuição é necessário adotar uma *proxy* para as curvas de carga de cada unidade consumidora, que represente seu hábito de consumo. Dessa forma, o processo parte das curvas de carga amostrais, convertidas para o domínio da frequência por meio de Transformada Discreta de Fourier – DFT (LEE e GIRGS; 1999). Ademais, para todos os usuários utilizam-se como dados de entrada de modelo de Rede Neural Artificial: subgrupo tarifário ou classe de consumo, posição georreferenciada, temperatura<sup>2</sup>, dia da semana e consumo médio mensal (HAYKIN; 1994) e (YUKSELTAN, YUCEKAYA, HUMEYRA; 2020). Como saídas são utilizadas as componentes de carga no domínio da frequência (com período da fundamental de 24 horas). Posteriormente utiliza-se o modelo para se extrapolar as curvas de carga para todas unidades consumidoras. Detalhes do procedimento de extrapolação de curvas de carga podem ser obtidas de Roselli (2020). O modelo está adaptado para a futura penetração dos medidores

---

<sup>2</sup> Para obter a curva de temperatura na posição de cada unidade consumidora é utilizado modelo de Krigagem, com dados de entrada das estações climáticas automáticas do INMET (ROSELLI, 2020).

inteligentes e criação de centros de medição, na qual estarão disponíveis as curvas de carga reais dos consumidores, consolidadas no curto prazo.

Outros dados necessários para o cálculo são a identificação da conexão da rede de baixa tensão e transformador a que determinado consumidor é atendido. Ademais, utiliza-se a informação de conexão entre cada transformador de distribuição e rede de média tensão, e desta até a subestação a que está conectada. O terceiro conjunto de dados refere-se aos custos contábeis médios de cada transformador e subestação por capacidade instalada (R\$/kW) e de redes de baixa tensão e média tensão por tipo de rede e distância (R\$/kW·km). Por fim, foram utilizados os parâmetros da rede para o cálculo do custo das perdas de cada incremento de carga de cada unidade consumidora.

### 3.2 Custo Marginal de Capacidade por Espectro de Perdas - $CMC_{EP}$

O modelo de cálculo do  $CMC_{EP}$  foi desenvolvido no âmbito do trabalho de tese de doutorado proposto por Roselli (2020) e implementado no *software Matlab 2018A*. O modelo parte do princípio de que ao se aumentar a carga de certa unidade consumidora  $k$ , supondo seu perfil de carga constante, o valor incremental de perdas no transformador  $j$  a que está conectado será dado pela Responsabilidade de Perdas  $j,k$  (1).

$$RP_{j,k} = \frac{1}{P_{base,j}^2} \cdot \left( \begin{bmatrix} 1/H_{0,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 1/H_{0,k} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H_1 \cdot H_{1,1} & \cdots & H_i \cdot H_{i,1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ H_1 \cdot H_{1,k} & \cdots & H_i \cdot H_{i,k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} + 2 \cdot H_0 \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \right) \quad (1)$$

Onde  $H_i \cdot H_{i,k}$  representa o produto vetorial entre a harmônica de carga  $i$  do transformador  $j$  em relação a harmônica de carga  $i$  do consumidor  $k$ .  $H_{0,k}$  e  $H_0$  representam, respectivamente, a potência média da curva de carga do consumidor  $k$  e transformador  $j$ . Novamente, o mesmo conceito se aplica as subestações, onde os transformadores de distribuição e consumidores de média tensão se comportarão de forma análoga aos consumidores de baixa tensão para as os transformadores de distribuição.  $P_{base}$  representa a potência nominal do transformador  $j$ .

Ao se concatenar as matrizes  $RP_{j,k}$  conforme as conexões dos elementos de rede e carga é possível obter a variação nas perdas em cada elemento do sistema de distribuição devido à variação da carga de certo consumidor  $k$ . Todavia, as perdas por si só não definem o aumento de capacidade do sistema elétrico, mas, também o momento de sua ocorrência. Um dos conceitos adotados é o de que uma rede ou equipamento elétrico deve ser expandido ao se ultrapassar seu limite de operação, ou seja, independentemente da energia transitada em determinado tempo, sua capacidade será dada pela máxima instantânea. Um conceito mais amplo é o de utilizar o limite térmico do equipamento, por meio da constante de tempo térmica, resistência térmica, temperatura ambiente e condições iniciais de temperatura e perdas. Segundo Roselli (2020), ao se considerar a potência variável ao longo do tempo, para uma curva de 2 patamares, a condição inicial tomada como o patamar fora de ponta, influenciará a ponta aproximadamente conforme função  $f$  (2).

$$f = \frac{-\tau \cdot \ln(1 - k^2)}{T_p} \quad (2)$$

Onde  $k$  é a relação entre a carga fora de ponta e carga ponta,  $\tau$  é a constante térmica do equipamento e  $T_p$  é a duração do período de ponta. Observe que para um fator de carga baixo (2) será próximo de zero. Todavia, para fator de carga próximo da unidade haverá uma grande influência da carga do período fora de ponta na ponta. Dessa forma, antes de se utilizar a expressão (1) é necessário aplicar a função (2) nas curvas de carga de unidades consumidoras e transformadores  $C_k$  (h) e  $C_j$  (h), respectivamente, o que resulta em (3) e (4).



$$\{H_{1,k}, \dots, H_{i,k}\} = \mathcal{F}\{f(C_k(h))\} \quad (3)$$

$$\{H_1, \dots, H_i\} = \mathcal{F}\left\{f\left(\sum_{j=1}^k C_j(h)\right)\right\} \quad (4)$$

Onde  $\mathcal{F}\{\cdot\}$  é a transformada de Fourier. De posse  $RP_{j,k}$  é possível obter o custo marginal de capacidade do consumidor k conforme (5).

$$CMC_{k,j,h} = CME_j(i_{O\&M}, i_{WACC}) \times f(RP_{j,k}) \quad (5)$$

Onde:  $CMC_{k,j,h}$ : Custo Marginal de Capacidade do consumidor k, em relação à rede j no período h;  $CME_j$ : Custo Marginal de Expansão, dado pelo Custo Incremental Médio de Longo Prazo, diferenciado pelo tipo de rede e extensão (rural, urbano, subterrâneo etc.);  $i_{O\&M}$ : percentual de Custo O&M; e  $i_{WACC}$ : taxa de retorno dos ativos.

Para manter as condições de equilíbrio térmico dos subsistemas elétricos é considerado que a expansão será proporcional ao aumento de perdas, qualificado por (2). Os custos com ativos de distribuição, transmissão e custos operacionais serão rateados segundo o custo marginal de capacidade de cada consumidor k (5). Os custos com perdas são rateados segundo a participação incremental nas perdas do sistema elétrico conforme (1). Como simplificação, os custos com energia e encargos setoriais serão rateados na forma de selo. O cálculo é realizado desconsiderando os componentes financeiros.

### 3.3 Algoritmo de Cálculo

Os modelos apresentados constituem um algoritmo a ser implementado para o cálculo da TUSD. Pelo princípio da causalidade de custos, o rateio pelas funções de custos conforme Tabela 1, adaptado de Lazar (2017).

**Tabela 1 – Forma de rateio dos componentes de custos**

Tipo Parcela	Componente	Detalhe	Função de Rateio
Parcela A	Encargos	Reserva Global de Reversão – RGR	Energia
		Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Energia
		Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Energia
		Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Energia
		Compensação financeira – CFURH	Energia
		Encargos Serv. Sist. – ESS e Energ. Reserv. – EER	Energia
		PROINFA	Energia
		P&D e Eficiência Energética	Energia
		Contribuição ONS	Energia
		Rede Básica	Capacidade
	Transporte	Rede Básica Fronteira	Capacidade
		Rede Básica ONS (A2)	Capacidade
		Rede Básica Export. (A2)	Capacidade
		MUST Itaipu	Capacidade
	Energia	Transporte de Itaipu	Capacidade
		Conexão	Capacidade
		Uso do sistema de distribuição	Capacidade
		Custo com Energia	Energia
		Perdas	Perdas

Parcela B	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Custos Operacionais (CO) Receitas Irrecuperáveis – Encargos Setoriais (Vi)	Capacidade
	Custo Anual dos Ativos (CAA)	Demais Receitas Irrecuperáveis Remuneração do Capital (RC)	Capacidade
	Fatores de Ajustes	Quota de Reintegração Regulatória (QRR) Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	Capacidade
		Índice de Produtividade da Parcela B Mecanismo de Incentivo à Qualidade	Capacidade

Fonte: Elaborado pelos Autores.

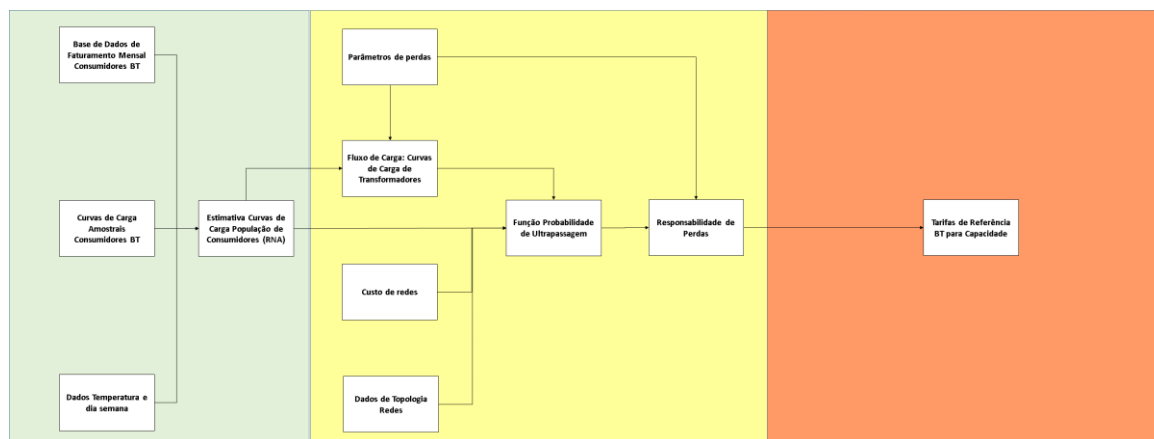
A depender da função de rateio de custos no tempo, é utilizado um algoritmo, conforme itens seguintes.

Para cada nó da rede (Rede Básica, Subestações e transformadores de distribuição) propõe-se utilizar um custo médio, derivado do Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP por tipo de rede: tensão de operação, urbano/rural, número de fases, conforme descrito por DNAEE (1985). Dessa forma, para cada nó, os diversos CIMLP serão ponderados pela quantidade de ativos, de modo a se obter um custo por região. De posse do CIMLP ponderado, é executado o algoritmo seguinte:

1. Cálculo das estimativas das curvas de carga de consumidores/prosumidores no domínio da frequência ou obtenção das curvas de carga por meio de centros de medição inteligente e aplicação de Transformada Discreta de Fourier;
2. Conhecendo a topologia da rede, calcula-se o fluxo de carga para cada uma das 8 primeiras componentes harmônicas de carga, uma única vez por dia, obtendo os parâmetros para outros nós da rede (rede básica, subestações e transformadores de distribuição);
3. Aplica-se a função de ultrapassagem para todos os nós das redes e consumidores;
4. Calcula-se a Responsabilidade de Perdas - RP;
5. Multiplica-se a RP pelo CIMLP ponderado de cada nó, considerando que para a manutenção da capacidade térmica do sistema a relação incremento de perdas e incremento de ativos deverá permanecer constante.

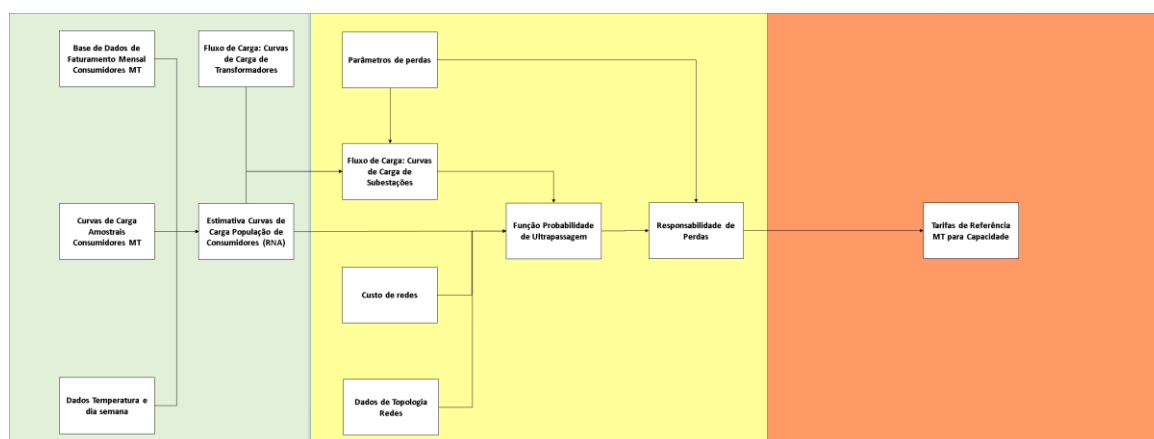
O algoritmo é aplicado na Baixa, Média e Alta tensão, conforme Figura 2, Figura 3 e Figura 4, respectivamente.

**Figura 2 – Fluxo de cálculo para a baixa tensão**



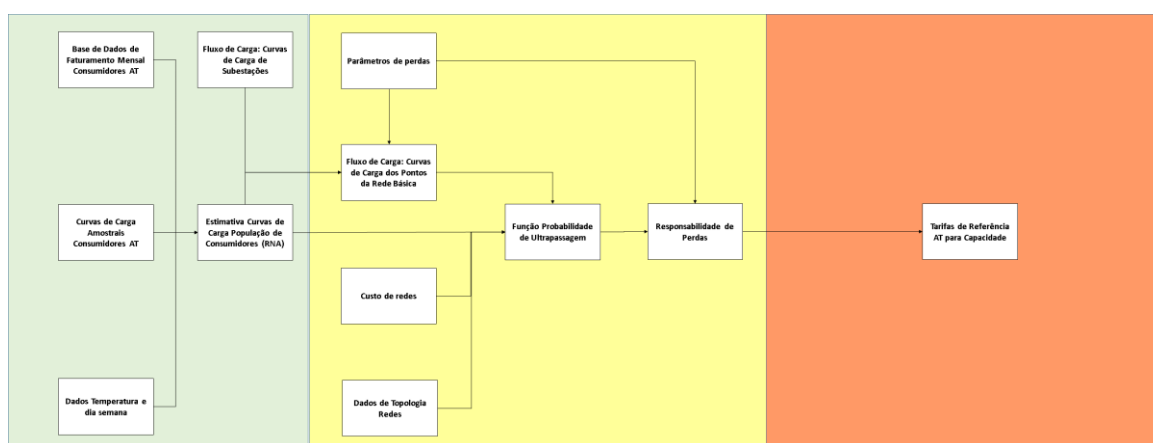
Fonte: Elaborado pelos Autores

**Figura 3 – Fluxo de cálculo para a média tensão**



Fonte: Elaborado pelos Autores

**Figura 4 – Fluxo de cálculo para a alta tensão**



Fonte: Elaborado pelos Autores

Importa destacar que em geral não há a necessidade de estimar curvas de carga de consumidores atendidos em alta tensão, pois possuem medição eletrônica ou medição inteligente, com registro de memória de massa e capacidade de comunicação. No mesmo sentido, observa-se a evolução da medição dos consumidores atendidos em média tensão.

## 4. ESTUDO DE CASO

O modelo proposto no item anterior é aplicado aos dados da região de Bragança Paulista – SP. Todos os dados utilizados foram obtidos exclusivamente do processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2016 da Empresa Elétrica Bragantina – EEB. Os cálculos foram realizados para o conjunto populacional das unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão e Média Tensão.

### 4.1 Dados das Receitas

Para as simulações, foram utilizados dados de receitas calculadas no processo de RTP, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Receitas RTP 2016

<b>Tipo Parcela</b>	<b>Componente</b>	<b>Detalhe</b>	<b>Função de Rateio</b>	<b>Valor</b>	
Parcela A	Encargos	Reserva Global de Reversão – RGR	Energia	-	
		Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Energia	-	
		Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Energia	R\$ 363.690,21	
		Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Energia	R\$ 61.988.845,72	
		Compensação financeira – CFURH	Energia	-	
		Encargos Serv. Sist. – ESS e Energ. Reserv. – EER	Energia	R\$ 14.203.837,22	
		PROINFA	Energia	R\$ 9.185.056,43	
		P&D e Eficiência Energética	Energia	R\$ 2.787.433,40	
		Contribuição ONS	Energia	R\$ 22.037,16	
		Rede Básica	Capacidade	R\$ 6.489.832,39	
	Transporte	Rede Básica Fronteira	Capacidade	R\$ 5.429.849,54	
		Rede Básica ONS (A2)	Capacidade	R\$ 1.820.666,10	
		Rede Básica Export. (A2)	Capacidade	R\$ 861.260,32	
		MUST Itaipu	Capacidade	R\$ 549.210,29	
		Transporte de Itaipu	Capacidade	R\$ 6.668.525,04	
		Conexão	Capacidade	R\$ 1.820.666,10	
		Uso do sistema de distribuição	Capacidade	R\$ 861.260,32	
		Energia	Custo com Energia	Energia	R\$ 126.010.410,25
			Perdas	Perdas	R\$ 14.739.905,02
		Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	Custos Operacionais (CO)	Capacidade	R\$ 50.554.278,49
Receitas Irrecuperáveis – Encargos Setoriais (Vi)	Capacidade		R\$ 75.794,32		
Demais Receitas Irrecuperáveis	Capacidade		R\$ 131.235,09		
Remuneração do Capital (RC)	Capacidade		R\$ 18.871.409,61		
Parcela B	Custo Anual dos Ativos (CAA)	Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	Capacidade	R\$ 9.002.422,49	
		Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	Capacidade	R\$ 6.663.838,23	
Parcela B	Fatores de Ajustes	Índice de Produtividade da Parcela B	Capacidade	-R\$ 1.030.957,05	
		Mecanismo de Incentivo à Qualidade	Capacidade	-R\$ 625.858,66	

Fonte: Elaborado pelos Autores

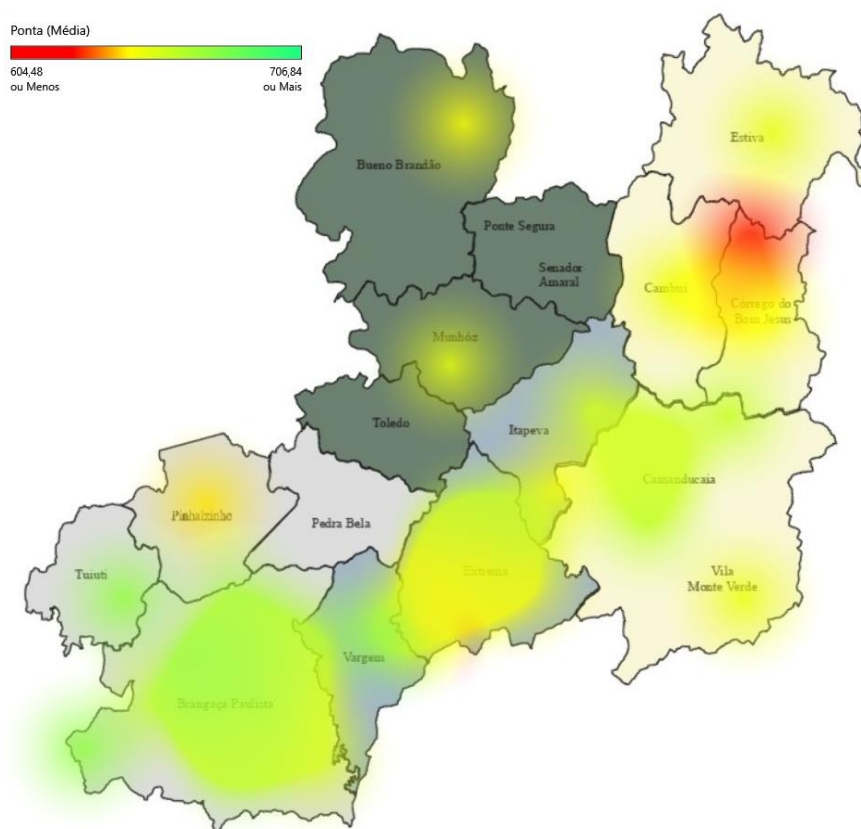
No processo de cálculo das tarifas assume-se que as receitas serão definidas em períodos pré-estabelecidos.

#### 4.2 Cálculo de Tarifas Microgranulares

Realizada a avaliação agregada das tarifas, é analisado de forma visual por meio da plotagem das tarifas por unidade consumidora (cerca de 150 mil), e hora no mapa da área de concessão. Como as tarifas representam uma função diária, serão representadas por meio das tarifas medias no período de ponta e tarifas médias no período fora de ponta. A

Figura 5 apresenta as tarifas médias do período ponta para consumidores atendidos em Baixa Tensão.

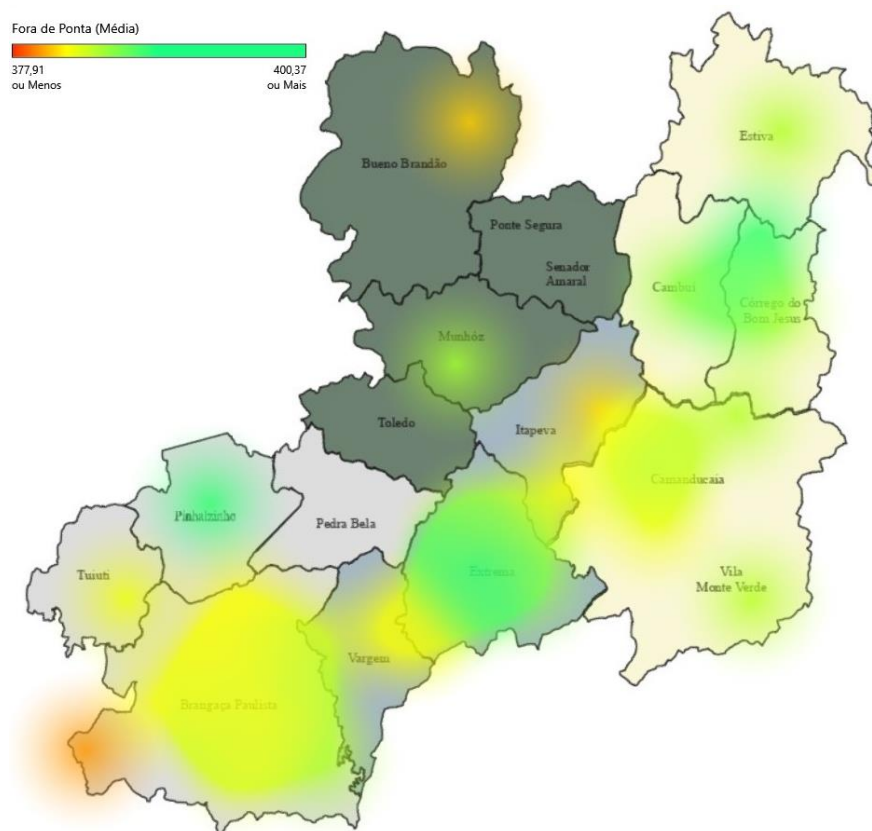
**Figura 5 – Tarifas médias Ponta para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, região de Bragança Paulista. valores em R\$/MWh**



Fonte: Roselli (2020)

Nos dados dos processos tarifários estavam disponíveis somente as informações da localização georreferenciada das unidades consumidoras amostradas nas campanhas de medição. Conhecendo o alimentador a que a unidade consumidora amostrada estava conectada foi calculada uma posição média do alimentador, e extrapoladas para todas as unidades atendidas. Dessa forma, as posições indicadas são aproximadas, podendo haver pequenas divergências em relação ao posicionamento das cargas. A região em vermelho representa as tarifas basicamente rurais, com custos de atendimento maiores que áreas urbanas. A Figura 6 apresenta as tarifas médias do período ponta para consumidores atendidos em Baixa Tensão.

**Figura 6 – Tarifas médias Fora de Ponta para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, região de Bragança Paulista. valores em R\$/MWh**



Fonte: Roselli (2020)

Os limites da escala da

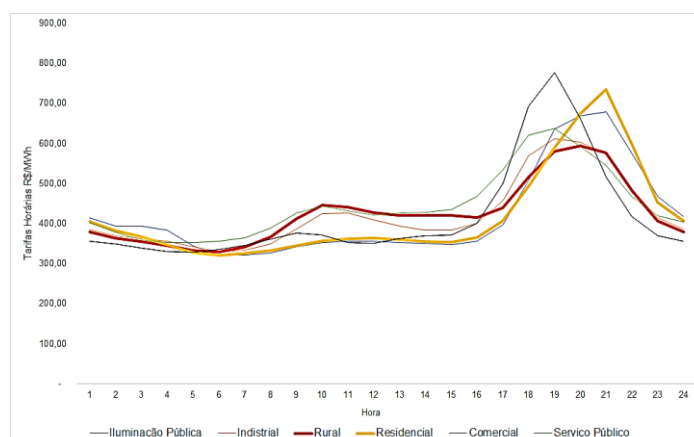
Figura 5 e Figura 6 representam o interdecil das tarifas. As figuras apresentam a média das tarifas por período de ponta e fora de ponta para cada uma das cerca de 150 mil unidades consumidoras. Trata-se de uma síntese do resultado do modelo, representado por banco de dados com a tarifa individual de cada unidade consumidora e por hora.

Não é o objetivo do trabalho aplicar uma tarifa microgranular, em respeito ao princípio da simplicidade, mas realizar a análise detalhada de estrutura tarifária que reduza a assimetria tarifária e pobreza energética, conforme análises seguintes.

### 4.3 Tarifas por Classe de Consumo

Ao se segregar as tarifas apresentadas no item anterior por classe de consumo, são obtidas as curvas tarifárias dispostas na Figura 7.

**Figura 7 – Tarifas por Classe de Consumo, região de Bragança Paulista. valores em R\$/MWh**



Fonte: Elaborado pelos Autores.

Para a classe Rural a tarifa média, dada pelo cálculo da receita total dividido pelo mercado total, será de 565,99 R\$/MWh contra 470,01 R\$/MWh da tarifa média residencial, ou seja, um adicional de 20,4%. Dessa forma, aos descontos concedidos para a classe Rural e Irrigante devem ser adicionados os custos que superam aos da classe residencial para que se obtenha os subsídios mais aderentes à área de concessão.

## 5. POBREZA ENERGÉTICA

A pobreza energética é um termo utilizado para descrever a incapacidade de uma família em satisfazer sua necessidade por energia, como resultado da baixa renda, aliada aos altos custos com a energia e baixa eficiência energética de equipamentos. Dessa forma, na sua definição três variáveis devem ser consideradas: renda, preço da energia e quantidade de energia.

Segundo Mazzone (2020) uma família que compromete mais do que 10% de sua renda com energia estaria em condição de pobreza energética. No caso da renda uma das principais políticas públicas adotadas é a criação de auxílio financeiros por parte dos governos com o objetivo de aumentar a renda familiar.

Segundo Kolokotsa e Santamouris (2014) existem três frentes para combater a pobreza energética: redução dos preços de energia; aprimorar a eficiência energética dos equipamentos das residências; educação para o uso racional; e aumento da renda das famílias por meio de políticas públicas. Os autores apresentam propostas no sentido de aprimorar a eficiência energética em famílias em condição de vulnerabilidade social e econômica.

Em relação ao preço final da energia, a solução sobremaneira adotada é a aplicação e tarifas sociais, custeados pelo governo ou por meio dos consumidores não subsidiados, ou ainda, por meio do pagamento de auxílio financeiro aos usuários dos serviços (KATSOULAKOS, PAPADA E KALIAMPAKOS; 2014). A baixa eficiência energética de equipamentos pode ser combatida com programas de conscientização para o uso racional e subsídios para o financiar a substituição de equipamentos (SHARATH; 2009).

Katsoulakos, Papada e Kaliampakos (2014) relatam o aumento crescente dos custos marginais com a energia, aumentando a pobreza energética. Scarpellini *et. al.* (2015) retratam a condição de inadimplência e interrupção do fornecimento como uma das principais causas da pobreza energética.

A pobreza energética possui vertentes de impacto nas famílias: social, econômico e ambiental. Na vertente social, a condição de pobreza energética tende a degradar as condições de saúde e educação, como o armazenamento de medicamentos e privação do uso de rádio, computadores e comunicação. Na vertente econômica os altos custos com energia podem agravar as condições de vulnerabilidade econômica. Na dimensão ambiental pode ser citado o uso de combustíveis fósseis e queima de biomassa, como carvão e madeira (SANGEETA *et al*; 2019).

Hodiernamente, com a pandemia de COVID-19, que resultou no isolamento social (*lockdown*), há a intensificação da pobreza energética, demandando medidas emergenciais para proteger os consumidores em período de confinamento. Como resultado da baixa demanda por energia elétrica, houve uma redução de seu preço. Todavia, parte dos custos com transporte se manteve, devido aos custos fixos. Os governos no geral tomaram as seguintes ações: proibição de desligamento por falta de pagamento, formas de financiamento das faturas, maiores subsídios para consumidores de baixa renda, programas de assistência e liberação de pagamento de valores fixos de tarifas (MASTROPIETRO, RODILLA e BATLLE; 2020). No Brasil foram tomadas todas as ações supracitadas, exceto programas de assistência, que não foram direcionados especificamente para pagamento de custos com energia, além da não isenção dos valores fixos de tarifas.

No Brasil a principal ação de combate à pobreza energética é a aplicação de uma tarifa social para as camadas mais pobres da população. O benefício é arcado pelos demais consumidores de eletricidade por meio de um subsídio cruzado. Segundo Ramos e outros (2017) uma *“alternativa é custear o subsídio com recursos do orçamento geral do estado, como ocorre na Colômbia, em que parte do subsídio à tarifa social vem atualmente de recursos fiscais”*.

Com a edição da Lei n. 10.438/2002 os recursos para subsidiar os consumidores baixa renda são oriundos de um fundo nacional, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Trata-se de um programa de transferência de renda entre as várias regiões do Brasil. Com o advento da Lei n. 12.212/2010, houve aprimoramentos no sentido de melhor classificar famílias em condição de pobreza energética. As tarifas são aplicadas na forma de blocos de preços crescentes:

- Primeira faixa: parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 30 kWh/mês, é aplicado desconto de 65%;
- Segunda faixa: parcela do consumo compreendida entre 31 e 100 kWh/mês, é aplicado desconto de 40%;
- Terceira faixa: parcela do consumo compreendida entre 101 e 220 kWh/mês, é aplicado desconto de 10%;
- Acima de 220 kWh/mês não há desconto aplicado.

Segundo a Lei n. 12.212/2010, para fazer jus ao desconto a família deve estar inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e ter renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional. O limite de renda é majorado nos casos de membro familiar com doença que demande aparelhos, instrumentos ou equipamentos elétricos. Ademais, tem direito à tarifa social famílias que tenham entre seus moradores idosos e pessoas com deficiência em condição de vulnerabilidade econômica. Famílias indígenas e quilombolas possuem isenção do pagamento de energia elétrica até o limite de consumo de 50 kWh/mês.

Em alternativa ao modelo aplicado no Brasil, Valente (2013) propõe a criação de uma faixa única de gratuidade, de 50 kWh/mês, evitando a interrupção por falta de pagamento até o limite da gratuidade, o que mitigaria a pobreza energética. Todavia, como relatado por Cheves *et. al.* (2019), o uso de blocos crescentes na Argentina provoca distorções entre várias regiões na cidade de La Plata, sendo necessário políticas públicas específicas em cada região. Os autores relatam que a aplicação e



uma regra única para a tarifa social em geral provoca distorções relacionadas a heterogeneidade dentro da (sub) classe de consumo baixa renda.

Outro fator observado por Borenstein (2009) é que a aplicação de tarifas por blocos crescentes ou decrescentes não necessariamente provoca o condicionamento do consumo por energia residencial. Uma das distorções da regra aplicada no Brasil é o fato de que consumidores com famílias maiores possuem consumos maiores, e, conseqüentemente, menores benefícios com os descontos da tarifa social por blocos crescentes.

## 6. AVALIAÇÃO DA SIMETRIA TARIFÁRIA E REDISTRIBUIÇÃO DOS ENCARGOS

A Assimetria Tarifária consiste em uma relação inversa entre renda e custos de energia aos usuários. Não há requisitos no modelo de cálculo tarifário para a compatibilidade entre a condição social e tarifas dos usuários. O problema fica evidente ao se considerar que existem distribuidoras com grandes áreas de concessão, tal como a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG-D, que engloba praticamente todo o estado de Minas Gerais, com tarifas aplicadas de forma isonômica para a cidade de São João das Missões (IDHM 0,529) e para Belo Horizonte (IDHM 0,810). Rigorosamente isonômico, mas pouco equânime.

### 6.1 Avaliação dos Indicadores de Valor do Serviço

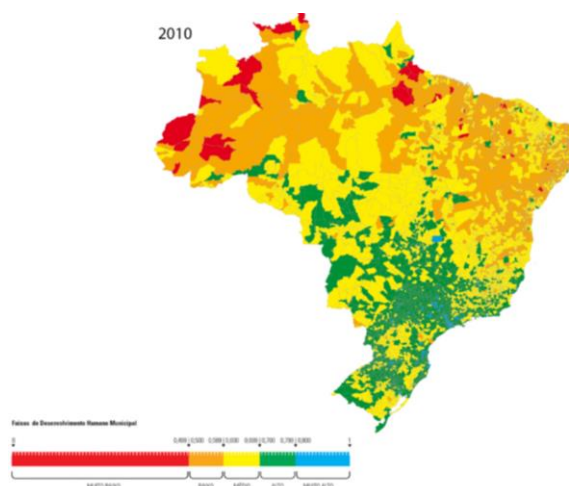
Dentre as componentes de custos das tarifas, os encargos não guardam relação com a função de custos da energia, perdas ou de capacidade do sistema. Como proposto por MIT (2016), os encargos deveriam ser redistribuídos seguindo uma medida de renda do consumidor, tal como o valor do Imposto Predial e Territorial Urbano - IPTU. Na impossibilidade prática de se adotar uma função de renda para o rateio dos encargos propõe-se a energia consumida como *proxy* para a renda.

Ademais, propõe-se o uso do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) como função de redistribuição dos encargos setoriais. O IDH-M representa as vertentes de educação, renda e longevidade, sendo índice para a medição do desenvolvimento humano para o município (6).

$$\text{IDHM} = \sqrt[3]{\text{IDH renda} \times \text{IDH educação} \times \text{IDH longevidade}} \quad (6)$$

A Figura 8 apresenta a distribuição do IDH-M no Brasil para o ano de 2010.

**Figura 8 – Índice de Desenvolvimento Humano Municipal Brasil**



Fonte: PNUD (2013).

Com o objetivo de tornar a função objetivo unidimensional, realiza-se a análise estatística do IDH-M e indicadores de qualidade do serviço e perdas não técnicas dos diversos estados brasileiros. A Tabela 3 apresenta a correlação estatística entre variáveis que representam características da área de concessão e IDH por estado.

**Tabela 3 – IDH-M por estado do Brasil x Qualidade do Serviço e Perdas Não Técnicas.**

	IDH	DEC	FEC	PNT	DC
IDH	100,0%	-36,5%	-51,2%	-33,5%	68,8%
DEC	-	100,0%	91,3%	74,0%	11,9%
FEC	-	-	100,0%	60,4%	-15,4%
PNT	-	-	-	100,0%	23,7%
DC	-	-	-	-	100,0%

Fonte: Elaborado pelos Autores.

A função que representa a função linear entre qualidade do serviço e perdas é dada por (7)

$$IDH_{estimado} = 0,793 \cdot DC + 0,446 \cdot Pnt - 0,024 \cdot FEC + 0,171 \cdot DEC - 0,364 \quad (7)$$

Onde:

DC: Densidade de Carga, Energia por Unidade Consumidora;

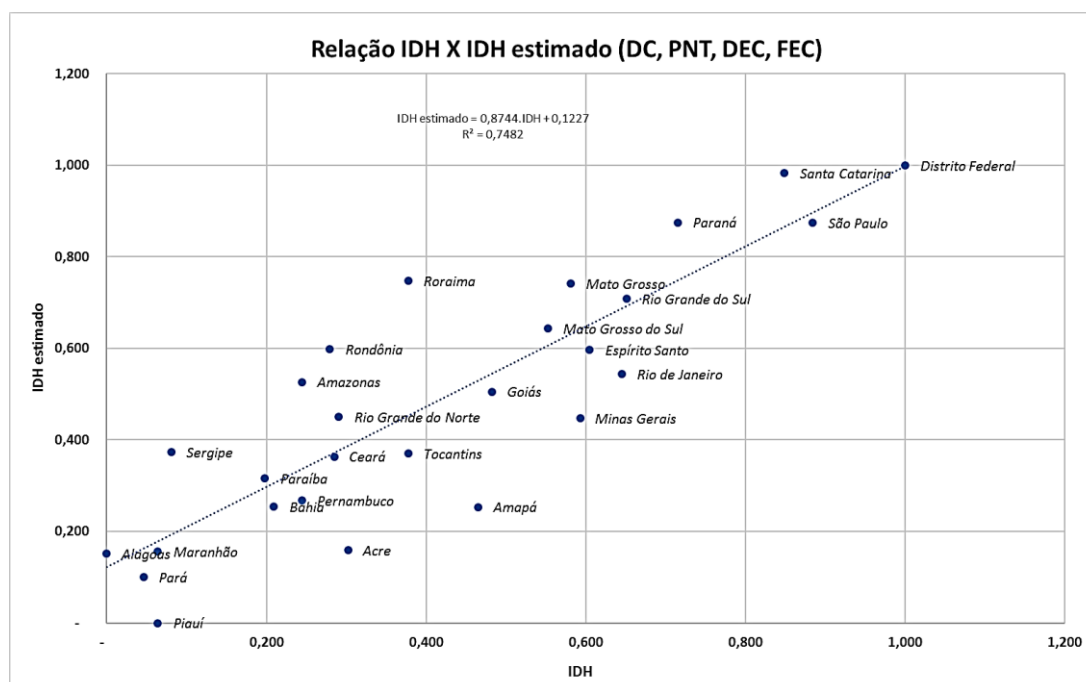
DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

PNT: Perdas Não técnicas de energia.

O que demonstra que o IDH-M serve como função para o valor das tarifas para os consumidores, seguindo as premissas dadas por Garfield e Levojoy (1964). A Figura 9 apresenta a correlação linear entre o IDH estimado por (7) e IDH real por estado do Brasil, com coeficiente de Pearson ( $R^2$ ) de 74,82%.

**Figura 9 – Relação IDH X IDH estimado.**



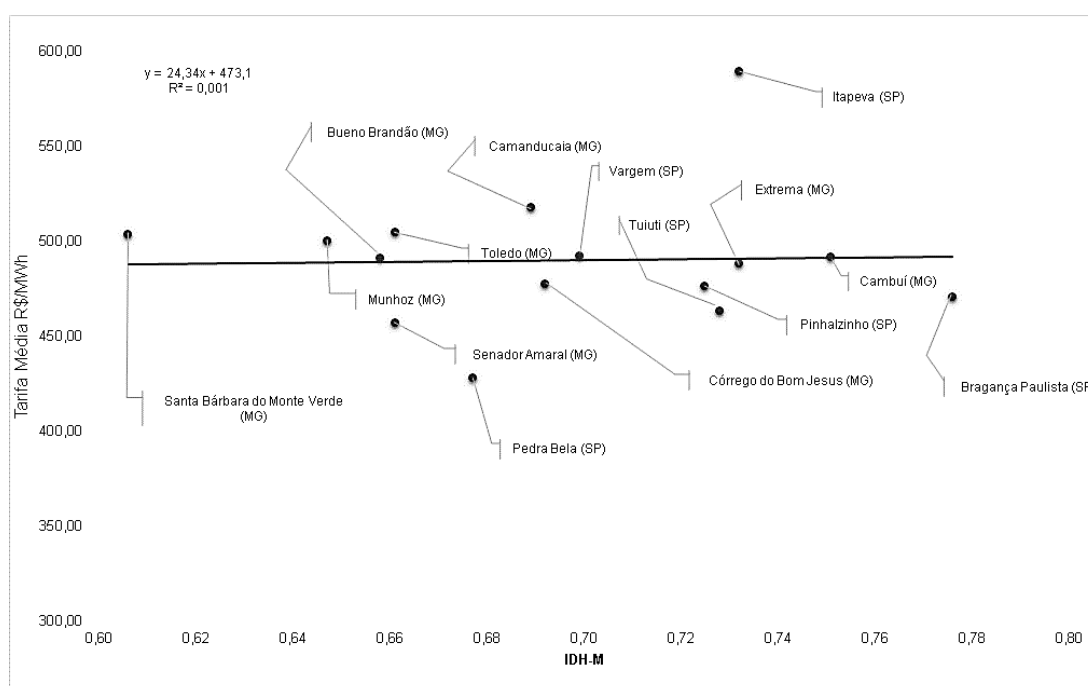
Fonte: Elaborado pelos Autores. Valore normalizados entre 0 e 1.

Hodiernamente é aplicado fatores multiplicativos nos custos marginais calculados de modo a igualar a receita requerida pela concessionária e a receita verificada. Todavia, a forma multiplicativa não é única, sendo possível adotar outros modelos, tal como o aditivo ou *lump sum*, com aporte da diferença entre receita marginal e receita média pelo governo. No caso das tarifas de distribuição é adotado para presente monografia que os custos com encargos não seguem o custo marginal das redes, mas o critério de valor agregado para o consumidor, adotando o IDH-M.

## 6.2 Resultados: Redistribuição dos Encargos

A área de concessão da região de Bragança Paulista é composta por 15 municípios. A correção estatística entre o IDH-M e a média das tarifas por município calculadas pelo modelo microgranular de TUSD expressa a assimetria tarifaria para a área de concessão, conforme Figura 10.

**Figura 10 – Correlação entre IDH-M e Tarifas Médias Municipais.**



Fonte: Elaborado pelos Autores.

Como se observa, não existe correlação entre o custo locacional e condições sociais e econômicas municipal, representado pelo IDH-M. Como alternativa, viabilizada pelo cálculo dinâmico e locacional das tarifas, é realizada a alocação dos encargos, mantidos constantes as demais componentes tarifárias conforme (8) a (11).

$$\max (R_{IDH-M, Tarifa}^2) \quad (8)$$

Sujeito a:

$$\sum_{t=1}^N M_i \cdot Tme \cdot f_i = \sum_{t=1}^N Encargos_i \quad (9)$$

$$f_i \geq Fmin \quad (10)$$

$$Tme = \frac{\sum_{t=1}^N Encargos_i}{\sum_{t=1}^N M_i} \quad (11)$$

Onde:

$R_{IDHM,Tarifa}^2$  é o coeficiente de Pearson entre o IDH-M e as tarifas microgranulares de cada município  $i$ ;

$Encargos_i$  é o total de encargos para cada município  $i$  definido pelo modelo microgranular;

$M_i$  é o total do mercado em MWh para cada município  $i$ ;

$f_i$  é fator que expressa o desvio do encargo de cada município  $i$  em relação ao encargo médio  $Tme$ , maior ou igual a  $Fmin$ .

Resolvendo o problema de otimização, considerando  $Fmin$  variando entre 0 e 100%, com passos de 20%, são obtidos os fatores  $f_i$ , conforme a Tabela 4.

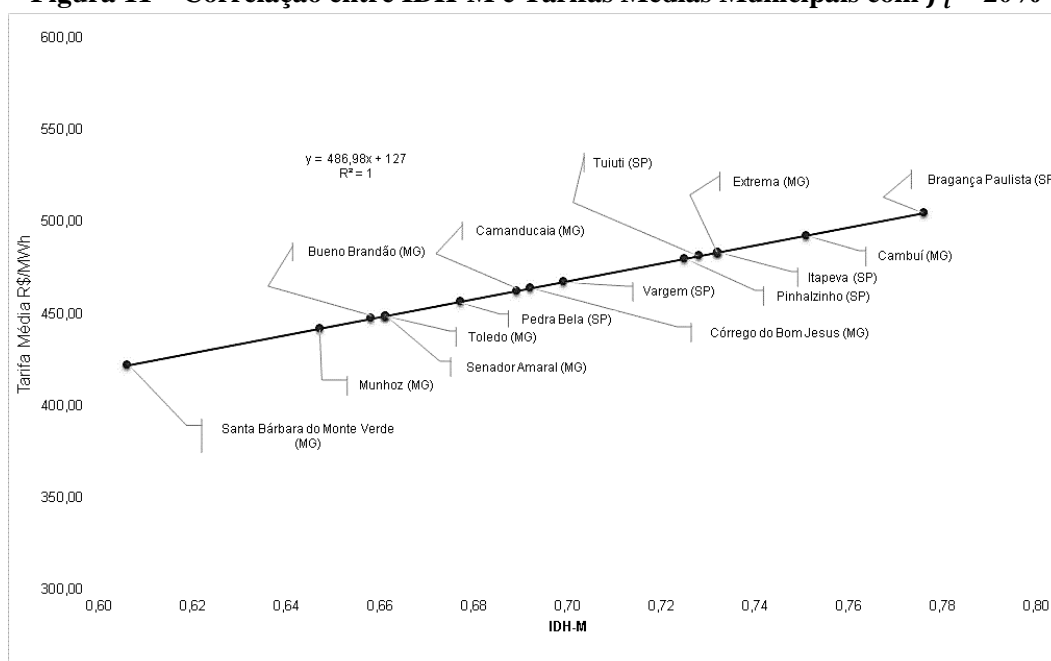
**Tabela 4 – Fatores de Distribuição dos Encargos por Município  $f_i$ .**

Cidade	$Fmin$					
	0	20%	40%	60%	80%	100%
Bragança Paulista (SP)	1,24	1,25	1,24	1,17	1,03	1,00
Cambuí (MG)	1,02	1,02	1,03	1,06	<b>1,22</b>	1,00
Extrema (MG)	0,97	0,97	0,98	1,01	1,13	1,00
Itapeva (SP)	0,35	0,35	0,40	0,60	0,80	1,00
Tuiuti (SP)	1,11	1,11	1,12	1,17	1,33	1,00
Pinhalzinho (SP)	1,02	1,02	1,02	1,05	1,12	1,00
Vargem (SP)	0,82	0,82	0,82	0,84	0,82	1,00
Córrego do Bom Jesus (MG)	0,88	0,88	0,89	0,94	1,00	1,00
Camanducaia (MG)	0,63	0,63	0,63	0,66	0,80	1,00
Pedra Bela (SP)	1,13	1,13	1,14	1,18	1,20	1,00
Toledo (MG)	0,60	0,60	0,60	0,64	0,80	1,00
Senador Amaral (MG)	0,89	0,89	0,89	0,94	0,92	1,00
Bueno Brandão (MG)	0,67	0,67	0,68	0,72	0,80	1,00
Munhoz (MG)	0,57	0,57	0,57	0,61	0,80	1,00
Santa Bárbara do Monte Verde (MG)	0,40	0,40	0,40	0,60	<b>0,80</b>	1,00

Fonte: Elaborado pelos Autores.

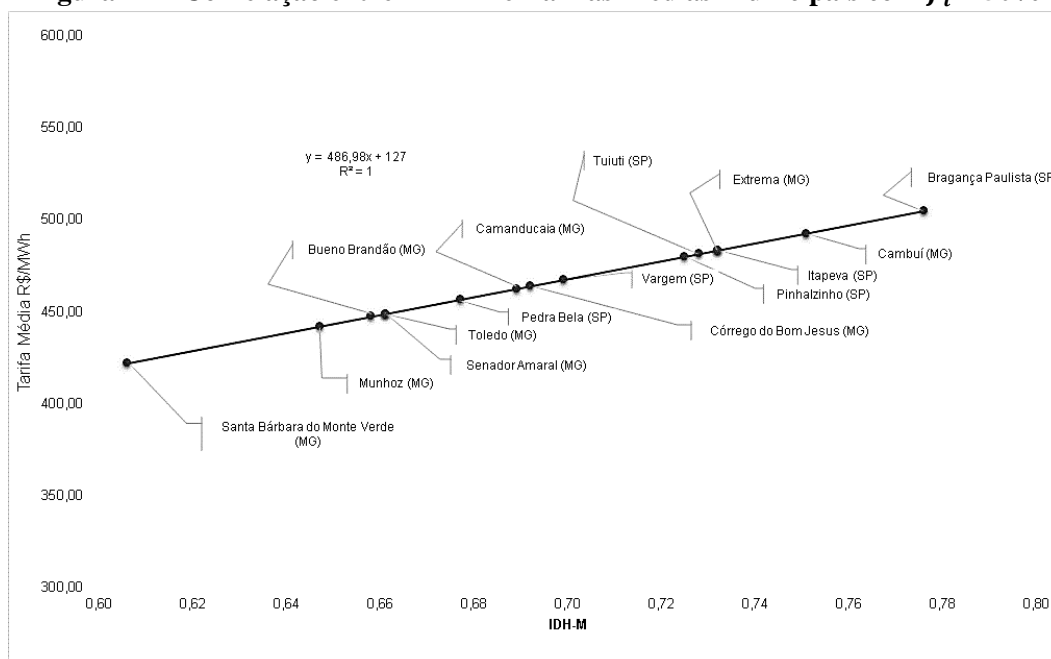
A seguir são apresentadas as novas tarifas calculadas para o caso de aplicação de  $Fmin$  de 20% e 50%, conforme Figura 11 e Figura 12, respectivamente.

**Figura 11 – Correlação entre IDH-M e Tarifas Médias Municipais com  $f_i = 20\%$**



Fonte: Elaborado pelos Autores.

**Figura 12 – Correlação entre IDH-M e Tarifas Médias Municipais com  $f_i = 50\%$**



Fonte: Elaborado pelos Autores.

Da Figura 11 e Figura 12 observa-se que com as tarifas microgranulares é possível redistribuir a componente tarifária de encargos de modo a reduzir a assimetria tarifária, ajustando as tarifas reflexivas ao IDH-M, reduzindo a assimetria tarifária, contribuindo para a mitigação da pobreza energética, além de estar aderente as condições de qualidade do serviço e perdas não técnicas municipais.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A construção de tarifas de serviços públicos não é uma ciência exata. Dessa forma, teorias desenvolvidas nas áreas de conhecimento avaliadas de forma isolada ou dicotômica tendem a falhar, ou apresentar soluções inviáveis para o problema.

Com o modelo proposto é possível explicitar os subsídios aplicados, cotejando as tarifas aplicadas às tarifas calculadas em detalhes pelo modelo microgranular de cálculo da TUSD, subsidiando políticas públicas. A presente monográfica focou em utilizar o modelo detalhado de tarifas para reduzir a assimetria tarifária a região de Bragança Paulista, contribuindo para a redução da pobreza energética da região.

O modelo microgranular é adaptado para resolver o problema de otimização de distribuição equitativa dos encargos. O modelo alcança maior equidade na distribuição dos custos, aderente ao valor do bem para o consumidor, levando em consideração os princípios de manutenção do Equilíbrio Econômico e Financeiro e causalidade de custos, sem a redução na arrecadação de encargos setoriais. Os custos unitários dos municípios não estão relacionados ao IDH-M. Dessa forma, é fundamental avaliar a divergência das tarifas dentro da área de concessão considerando o requisito de valor do bem para o consumidor.

Para a avaliação é utilizado o IDH-M como *proxy* de avaliação dos custos completos, sejam os sociais e econômicos da região, ou em outra perspectiva, em relação à qualidade do serviço e do produto, considerando a relação estatística com o IDH-M. O modelo proposto pode ser aplicado juntamente à programas de tarifas sociais, de modo a reduzir distorções na sua aplicação.

Do modelo aplicado foi possível manter uma perfeita correlação entre o IDH-M e tarifas com pequeno desvio na distribuição de encargos setoriais entre municípios, com valores variando de menos 20% e mais 22% entre municípios, para o caso de  $f_i = 80\%$ . O modelo induz a equidade tarifária, promovendo uma melhor distribuição dos custos, com potencial redução de perdas e inadimplência, em benefício da concessionária e consumidores, reduzindo externalidades existentes no modelo atual relacionadas a relação entre qualidade do serviço/perdas não técnicas e tarifas.

## 8. REFERÊNCIAS

1. MIT. *Utility of the Future report*. MIT, 2016. Obtido do site: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
2. BONBRIGHT, *Principles of Public Utility Rates*, Col. University Press, New York, 1969.
3. J Lazar, Linvill C, M Dupuy, J Shipley, and D Brutkoski. 2017. *Smart Non-Residential Rate Design – Optimizing Rates for Equity, Integration, and DER Deployment*. December 2017. Disponível em: [http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\\_Website/Content/Utilities\\_and\\_Industries/Energy/Energy\\_Programs/Electric\\_Rates/RAP%20CPUC%20Smart%20Non-Residential%20Rate%20Design.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Energy_Programs/Electric_Rates/RAP%20CPUC%20Smart%20Non-Residential%20Rate%20Design.pdf). Acesso em 27/08/2019.
4. BIGGAR, DARRYL. “Fairness in Public-Utility Regulation: A Theory.” *Agenda: A Journal of Policy Analysis and Reform*, vol. 17, no. 1, 2010, pp. 5-29. JSTOR, [www.jstor.org/stable/43199612](http://www.jstor.org/stable/43199612).

5. NOGUEIRA, José Ricardo; CAVALCANTI José Carlos. *Determinação de tarifas em empresas de utilidade pública*. Revista Brasileira de Economia, Vol. 50, No 3 (1996), pg. 331.
6. ANEEL. *Sinal Econômico para a Baixa Tensão*. Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota\\_tecnica\\_n%C2%BA\\_362\\_2010\\_sre-srd-aneel.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf). Acesso em 04/09/2019.
7. ROSELLI, Marcio Andrey. *Modelo Locacional Dinâmico para Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição*. 231 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. No prelo.
8. DNAEE. *Nova Tarifa de Energia Elétrica*, Metodologia e Aplicação. 1985.
9. SIOSHANSI, Fereidoon. Chapter 20 - Will behind-the-meter make a difference?, Editor(s): Fereidoon Sioshansi, *Behind and Beyond the Meter*, Academic Press, 2020, Pages 407-409, ISBN 9780128199510, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00020-7>.
10. L. Lee and A. A. Girgis, "Application of DFT and FFT algorithms to spectral analysis of power system load variation," [1988] Proceedings. The Twentieth Southeastern Symposium on System Theory, Charlotte, NC, USA, 1988, pp. 26-29. doi: 10.1109/SSST.1988.17009.
11. Ergun Yukseltan, Ahmet Yucekaya, Ayse Humeyra Bilge, *Hourly electricity demand forecasting using Fourier analysis with feedback*, Energy Strategy Reviews, Volume 31, 2020, 100524, ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100524>.
12. S. Haykin. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, 1st edition. Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall , 1994.
13. Antonella Mazzone, *Thermal comfort and cooling strategies in the Brazilian Amazon. An assessment of the concept of fuel poverty in tropical climates.*, Energy Policy, Volume 139, 2020, 111256, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111256>.
14. D. Kolokotsa and M. Santamouris, *"Energy poverty in Europe: Challenges for energy efficiency,"* IISA 2014, The 5th International Conference on Information, Intelligence, Systems and Applications, Chania, 2014, pp. 229-234, doi: 10.1109/IISA.2014.6878736. [b] The problem of energy poverty in mountainous áreas
15. N. Katsoulakos, L. Papada and D. Kaliampakos, *"The problem of energy poverty in mountainous areas,"* IISA 2014, The 5th International Conference on Information, Intelligence, Systems and Applications, Chania, 2014, pp. 222-226, doi: 10.1109/IISA.2014.6878794.
16. P. Sharath Chandra Rao, Jeffrey B. Miller, Young Doo Wang, John B. Byrne, *Energy-microfinance intervention for below poverty line households in India*, Energy Policy, Volume 37, Issue 5, 2009, Pages 1694-1712, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.12.039>.

17. Sabina Scarpellini, Pilar Rivera-Torres, Inés Suárez-Perales, Alfonso Aranda-Usón, *Analysis of energy poverty intensity from the perspective of the regional administration: Empirical evidence from households in southern Europe*, Energy Policy, Volume 86, 2015, Pages 729-738, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.009>.
18. Sangeeta V. Sharma, Phoumin Han, Vinod K. Sharma, *Socio-economic determinants of energy poverty amongst Indian households: A case study of Mumbai*, Energy Policy, Volume 132, 2019, Pages 1184-1190, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.068>.
19. Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla, Carlos Batlle, *Emergency measures to protect energy consumers during the Covid-19 pandemic: A global review and critical analysis*, Energy Research & Social Science, Volume 68, 2020, 101678, ISSN 2214-6296, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101678>.
20. RAMOS, D. S. ; CASTRO, N. J. ; BRANDAO, R. ; GOITIA, P. S. D. ; Prado Jr., F.A.A. ; ROSENTAL, R. . *As Tarifas de Energia Elétrica no Brasil e em outros Países: O Porquê das Diferenças*. 1a. ed. Rio de Janeiro: GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2017. v. 1. 257p .
21. BRASIL. Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica e dá outras providências.
22. BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências.
23. VALENTE, J.A.L. *Nova Sistemática de aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica: uma alternativa para se evitar a suspensão total do fornecimento, reduzir custos e aprimorar procedimentos*. 2013.115 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
24. CHEVEZ, Pedro; SAN JUAN, Gustavo y MARTINI, Irene. *Alcances y limitaciones de la 'tarifa social' eléctrica en urbanizaciones informales: La Plata, Buenos Aires*. Estudios Socioterritoriales [online]. 2019, vol.26 [citado 2020-09-01]. Disponible en: <[http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1853-43922019000200009&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1853-43922019000200009&lng=es&nrm=iso)>. ISSN 1853-4392.
25. BORENSTEIN, Severin. (2009). *To What Electricity Price Do Consumers Respond? Residential Demand Elasticity Under Increasing-Block Pricing*.
26. PNUD. ALTAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO. Disponível em: <<http://www.atlasbrasil.org.br/2013/>>. Acesso em 20/10/2019.
27. GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. *Public utility economics*. New Jersey: Prentice Hall, 1964.