

Desenvolvimento de método para a redução de custos com energia elétrica de um órgão público do Estado do Espírito Santo

Adair Farias Gomes Junior¹, Bethina Aguiar do Rosário¹, Luiz Henrique Barone de Oliveira¹, Adan Lucio Pereira².

Submissão: 03/03/2021 – Aprovação: 26/04/2021

Resumo - A energia elétrica é um insumo importante em diversas atividades da vida humana. Com o aumento da população e a evolução dos equipamentos elétricos, o consumo de energia vem aumentando, assim como o consumo das tarifas do kWh. O objetivo do trabalho foi aplicar os procedimentos administrativos e operacionais na modalidade tarifária, ajuste da demanda contratada e a correção de fator de potência de acordo com as condições gerais de fornecimento de energia elétrica estabelecida pela resolução normativa 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), visando a redução dos custos com energia elétrica de um órgão público do Estado do Espírito Santo. Para a realização do trabalho, foram utilizadas as técnicas de pesquisas bibliográfica e documental e estudo de caso. Para tal, foram usadas as faturas de energia no período de um ano de um órgão público, realizados estudos para corrigir os desperdícios de recursos financeiros com energia reativa excedente (ERE) e também foi adequada a unidade consumidora na melhor estrutura tarifária. Ainda, observando as regulamentações, estimou-se os custos gastos em cada modalidade. Dessa forma, foi possível identificar a estrutura tarifária adequada e a demanda otimizada a ser contratada que proporcionasse o menor gasto com energia elétrica para a instalação e a economia gerada com a correção de fator de potência (FP). Com a aplicação do método desenvolvido, foi possível uma economia anual energia de 8,43% no ano.

Palavras-chave: Fator de potência. Modalidade tarifária. Demanda contratada. Economia financeira. Eficiência energética.

Development of a method to reduce electricity costs of a public agency in the state of Espírito Santo

Abstract - Electric energy is an important input in various activities of human life. With the increase in population and the evolution of electrical equipment, energy consumption has been increasing, and consequently, the increase in kWh tariffs. The objective of the work was to apply administrative and operational procedures, in the tariff modality, adjustment of the contracted demand and the correction of the power factor according to general conditions of electricity supply established by the normative resolution of 414/2010 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), aimed at reducing electricity costs of a public agency in the state of Espírito Santo. To carry out the work, the techniques of bibliographic and documentary research and case study were used. To this end, energy bills were used in a period of one year by a public agency, studies were carried out to correct the waste of financial resources with surplus reactive energy (ERE) and the consumer unit in the best tariff structure was also adequate. Still, observing the regulations, it was estimated the costs spent in each modality. Thus, it was possible to identify the appropriate tariff structure and the optimized demand to be contracted that would provide the lowest expenditure on electricity for the installation and the savings generated with the correction of the power factor (FP). The application of the developed method made possible an annual energy saving of 8.43% in the year

Keywords: Power factor. Tariff modality. Contracted demand. Financial savings. Energy efficiency.

1. Graduandos do Curso de Engenharia Elétrica da Faculdade Brasileira – Multivix, Vitória, ES

2. Engenheiro Computação, Mestre em Energia, Docente na Faculdade Brasileira – Multivix, Vitória, ES

INTRODUÇÃO

A energia elétrica sempre foi importante para a sociedade. No começo, ela era usada principalmente para a iluminação. Porém com o passar das décadas e a evolução tecnológica exponencial a energia se tornou indispensável, estando presente em todas as atividades do dia a dia, sendo diretamente relacionada ao bem-estar da população (CEMIG, 2020). Como resultado desse processo, o consumo aumentou. Em 2010, o consumo do Brasil registrou 302 TWh; em 2019, o valor já passou para 316 TWh (ANEEL, 2020).

De acordo com o anuário estatístico de energia elétrica de 2019, o poder público do Estado do Espírito Santo consumiu 288 GWh de energia. Em 2018, o aumento foi de 6,9% em relação ao ano de 2017 (EPE, 2019 p. 212). Ao considerar a redução da arrecadação de impostos no Estado do Espírito Santo, no primeiro quadrimestre de 2020 em relação ao ano anterior (RECEITA FEDERAL, 2019, 2020), vê-se a necessidade da redução de despesas provenientes de desperdícios com energia elétrica. Portanto, é de suma importância que seja realizado uma ação que gerencie as despesas referentes ao consumo de energia.

Dessa forma, o gerenciamento de energia elétrica pode ser simplificado como o estudo das diversas opções de contratação de energia elétrica, tendo o objetivo de obter o melhor custo/benefício. Também é incluso nesse gerenciamento a análise das faturas de energia, podendo adquirir conhecimento sobre os fatores que contribuem para o valor final e as alternativas para a redução do custo mensal (BARROS; BORRELLI; GEDRA, 2016; SOARES; LOPES; CUNHA, 2017).

A análise das faturas de energia é um ótimo caminho para o gerenciamento dos recursos alocados em custos com as faturas de energia, pois com ela pode-se conhecer a demanda contratada do local e as possíveis multas por consumo de energia reativa e/ou ultrapassagem da demandada contratada.

Sendo assim, o gerenciamento de energia é uma ferramenta que auxilia a unidade consumidora a reduzir o desperdício de energia e, conseqüentemente, gera

uma economia financeira por meio da identificação da necessidade de uma mudança tarifária, ajuste de demanda contratada e correção de fator de potência (FP) (CASTRO, 2019; BORGES et al., 2020).

Para realização deste trabalho, é aplicado os conceitos e ferramentas do gerenciamento de energia em uma unidade administrativa de um órgão público do Estado do Espírito Santo. O intuito é de analisar a demanda contratada, a modalidade tarifária e a viabilidade da implantação de um banco de capacitores. Para tal, há o propósito de auxiliar, do ponto de vista técnico-financeiro, em uma possível mudança no sistema de energia elétrica, tornando-a mais eficiente.

O objetivo do trabalho é realizar um estudo visando o desenvolvimento de uma proposta para a redução de custos com energia elétrica de um órgão público do Estado do Espírito Santo.

REFERENCIAL TEÓRICO

ESTRUTURA DE TARIFAÇÃO

Segundo De Barros, Borelli e Greda (2014, p. 91), a estrutura tarifária é definida como “o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento”. Esse conjunto é regulado pela Resolução nº 414 da ANEEL. A qual também estabelece as diretrizes, direitos e deveres dos consumidores e distribuidoras de energia (ANEEL, 2010; BARROS; BORELLI; GREDA, 2016).

Os consumidores são classificados em grupos e subgrupos, conforme a tensão de fornecimento e tipo de instalação do sistema de distribuição (Tabela 1).

Tabela 1. Grupos, subgrupos tarifários e tensão de fornecimento

Grupo	Subgrupo	Tensão de fornecimento
Grupo A	A1	Igual ou superior a 230 kV;
	A2	88 kV a 138 kV;
	A3	69 kV;
	A3a	30 kV a 44 kV;
	A4	2,3 kV a 25 kV;
	AS	Inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010)

O consumo de energia é tarifado de forma diferenciada entre os subgrupos A. O grupo A é tarifado tanto no consumo quanto na demanda, com duas modalidades distintas de tarifa nos subgrupos: a tarifa horo-sazonal verde (THS verde), e a tarifa horo-sazonal azul (THS azul), além da possibilidade de multa em caso de energia reativa excedente (ANEEL, 2010).

Além disso, em 2015, foi implantado o sistema de bandeiras tarifárias para os consumidores cativos,

com o objetivo de sinalizar a situação da geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), dividida em quatro faixas de valores, revisados pela ANEEL (Tabela 2). Essa tarifa é adicionada ao TE – Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh) - como forma de conscientizar o consumidor quanto à utilização da energia elétrica. A bandeira tarifária é definida mensalmente pela ANEEL, com base nas condições de geração e consumo de energia nacional, e divulgada nos sites das distribuidoras (ANEEL, 2020; EDP, 2020).

Tabela 2. Bandeiras tarifárias

Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha Patamar 01	Bandeira Vermelha Patamar 02
Sem acréscimo	R\$ 0,01343 por kWh consumido	R\$ 0,04169 por kWh consumido	R\$ 0,06243 por kWh consumido

Fonte: Adaptado da EDP (2020).

TARIFAÇÃO HORO-SAZONAL

Os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 são compulsoriamente tarifados nessa modalidade. Enquanto que para os subgrupos A3a, A4 e AS a tarifação fica a cargo do consumidor. Sendo assim, ele pode escolher a THS verde ou a THS azul, que melhor se adequa a sua unidade consumidora (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2016; SOARES, 2018).

Segundo a ANEEL (2010), a tarifação horo-sazonal verde se aplica apenas aos subgrupos A3a, A4 e AS.

Essa tarifação é composta por uma tarifa única para demanda e duas tarifas para o consumo horário ponta (HP) e horário fora ponta (HFP).

A tarifação da modalidade THS azul apresenta valores diferentes no horário ponta e fora ponta, tanto para o consumo de energia quanto para a demanda (SOARES, 2018; (COSTA, 2019). Na Tabela 3 consta as tarifas retiradas da resolução homologatória nº 2.432 de 7 de agosto de 2018 da EDP para as modalidades tarifárias THS verde e THS azul.

Tabela 3. Tarifas de aplicação por modalidade tarifária do subgrupo A4

Modalidade Tarifária	Posto Tarifário	TUSD		TE	
		Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/MWh)	Energia (R\$/MWh)	
Subgrupo A4 (2,3 a 25 kV)	Azul	Ponta	50,45	81,53	463,41
		F. Ponta	18,93	81,53	288,76
		NA	---	---	---
	Verde	Ponta	---	1298,19	463,41
		F. Ponta	18,93	81,53	288,76

Fonte: Adaptado da ANEEL (2018).

Dessa forma, com os valores das tarifas, as variáveis de consumo e a demanda, será possível simular cada modalidade e determinar a mais vantajosa para a instalação.

Para a simulação das faturas serão utilizadas as Equações 1, 2 e 3 da modalidade THS verde, e as Equações 4, 5 e 6 da modalidade THS azul.

$$P_{cv} = (Thpv \times Chpv) + (Thfpv \times Chfpv) \quad (1)$$

$$P_{dv} = T_{dv} \times D_{fv} \quad (2)$$

$$P_{dul} = 2 \times T_{dv} \times (D_{fv} - D_c) \quad (3)$$

P_{cv}: parcela de consumo verde; P_{dv}: parcela de demanda verde; P_{dul}: parcela de ultrapassagem de demanda verde; Th_{pv}: tarifa de consumo ponta verde; Th_{fpv}: tarifa de consumo fora ponta verde; T_{dv}:

tarifa de demanda verde; Ch_{pv}: energia consumida no horário ponta; Ch_{fpv}: energia consumida no horário fora ponta; D_{fv}: demanda faturável verde; D_c: demanda Contratada.

$$P_{ca} = (Thpa \times Chpa) + (Thpfa \times Chfpa) \quad (4)$$

$$P_{da} = (Tdhpa \times Dfhpa) + (Tdhfpa \times Dfhfpa) \quad (5)$$

$$P_{dul} = \{[2 \times Tdhpa \times (Dfhpa - Dchpa)] + [2 \times Tdhfpa \times (Dfhfpa - Dchfpa)]\} \quad (6)$$

P_{ca}: parcela de consumo azul; P_{da}: parcela de demanda azul; P_{dul}: parcela de ultrapassagem de demanda azul; Th_{pa}: tarifa de consumo na ponta azul; Th_{pfa}: tarifa de consumo fora ponta azul; T_{dhpa}: tarifa de demanda na ponta azul; T_{dhfpa}: tarifa de demanda fora ponta azul; Ch_{pa}: energia consumida no horário ponta; Ch_{fpa}: energia consumida no horário fora ponta; D_{fhpa}: demanda faturável na ponta azul; D_{fhfpa}: demanda faturável fora ponta azul.

de demanda máxima e demanda mínima de cada posto tarifário fornecidas nas faturas de energia da unidade consumidora.

COMPOSIÇÃO DA FATURA DE ENERGIA

A fatura de energia é composta conforme o grupo e o subgrupo tarifário ao qual o consumidor está enquadrado. Para o subgrupo A4 tarifação horo-sazonal verde e horo-sazonal azul são considerados os seguintes valores:

Demanda contratada

Segundo a ANEEL (2010, p. 9), a demanda contratada é definida como:

[...] demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

Essa é estabelecida pelo profissional responsável pelo gerenciamento energético do consumidor, o qual deve calcular, inicialmente, com base na carga instalada e fatores de carga e demanda. Posteriormente, ajustar se necessário conforme as medições

Demanda excedente

A demanda excedente ocorre quando em uma das medições, realizadas a cada 15 minutos, o valor de demanda medido é superior à demanda contratada mais os 5% referente à tolerância estabelecida pela resolução 414 da ANEEL (2010). Caso constatada ultrapassagem de demanda, o valor excedente é cobrado duas vezes o valor da demanda contratada (BARROS; BORELLI; GREDA, 2016; ANEEL, 2018).

Demanda faturada verde

A demanda que realmente é tarifada e faturada se dá por meio dos valores de demanda máxima medida quando superior a 5% da demanda contratada. Caso contrário, o cálculo é realizado com a demanda contratada e demanda excedente (ANEEL, 2010; BARROS; BORELLI; GREDA, 2016).

Quando a demanda excede o valor contratado em um percentual menor que os 5% estabelecidos pela Resolução 414 da ANEEL (2010), não é cobrada a multa de duas vezes a tarifa de demanda sobre o excedente. Porém essa é tarifada junto à demanda medida (BARROS; BORELLI; GREDA, 2016).

Demanda faturada azul

A estrutura horo-sazonal azul possui dois valores de

tarifas para demanda e dois valores de tarifas para o consumo de energia (Tabela 3). Portanto, para efeito de faturamento da conta de energia da unidade consumidora, leva-se os mesmos parâmetros dos já mencionados na tarifação da demanda verde, porém são considerados os valores de demanda dos horários ponta (HP) e fora ponta (HFP) (BARROS; BORELLI; GREDA, 2016).

Energia reativa excedente

Similar à demanda excedente, a tarifação referente à energia reativa excedente é aplicada quando o fator de potência está abaixo de 0,92.

Consumo de energia elétrica

A tarifação do consumo é dada por meio da multiplicação simples entre os valores medidos e o somatório entre as tarifas TUSD e TE. Em meses de vigência de bandeira tarifária amarela ou vermelha, na tarifa TE é adicionado a taxa correspondente à bandeira em questão.

Imposto e taxa de iluminação pública

Com base nos valores mencionados, são calculados ainda os impostos denominados PIS e COFFINS. Por se tratar de um órgão público estadual, não há incidência do ICMS, imposto estadual referente à circulação de mercadorias e prestação de serviços.

A taxa de iluminação pública é regida pela Lei Municipal nº 5.815 de 2002 (VITÓRIA, 2002), alterada pela Lei Municipal nº 9.156 de 2017 (VITÓRIA, 2017), que determina como contribuinte “[...] todo aquele que possua ligação de energia elétrica regular privada ou pública ao sistema de fornecimento de energia”. Sendo assim, a taxa de iluminação pública custeia a iluminação da cidade e é arrecadada junto à fatura de energia elétrica.

DEMANDA CONTRATADA OTIMIZADA

A demanda contratada otimizada pode ser definida como o valor de demanda a ser contratado, com base nos dados de consumo, demanda máxima medida e demanda contratada nos últimos 12 meses para a instalação. O valor obtido deve ser aquele que exija o menor investimento financeiro do consumidor (VICTOR et al., 2019).

Para a realização do estudo da demanda contratada

otimizada, inicialmente é necessário levantar os dados de demanda máxima medida D_{MM} e demanda contratada D_C dos últimos 12 meses de faturamento de energia elétrica da instalação. Após a obtenção desses dados, pode-se observar a situação atual da instalação e, com a análise prévia dos dados, verificar a necessidade de alteração contratual (VICTOR et al., 2019).

Constatada a necessidade de alteração do contrato de fornecimento, é indispensável considerar o método de tarifação da demanda. Portanto, há dois cenários a serem considerados: quando há e quando não há ultrapassagem de demanda superior a 5% a demanda contratada D_C (SACCARO; CORSO, 2019).

Como o D_C deve ser único durante o ano e seu valor deve ser inteiro, respeitando a premissa $D_C \geq 30\text{kW}$, a demanda contratada otimizada deve suprir a demanda máxima medida de todos os meses do ano, no menor custo possível. Portanto, os cálculos devem ser realizados assumindo valores para D_C próximos à “média desconsiderando os períodos críticos que apresentam picos em relação a tendência do gráfico” (VICTOR et al., 2019, p. 47).

ADEQUAÇÃO DA ENERGIA REATIVA EXCEDENTE (ERE)

Conforme exposto anteriormente, a tarifação da energia reativa excedente é realizada a partir do valor do fator de potência. O fator de potência é uma unidade adimensional que é utilizada para indicar o nível de utilização da energia elétrica. É um valor muito importante para a análise da eficiência de um sistema elétrico (OLIVEIRA, 2016). Mamede Filho (2013, p. 138) expressa que “Matematicamente, o fator de potência pode ser definido como a relação entre o componente ativo da potência e o valor total desta mesma potência[...]”. Além disso, ele determina que o fator de potência é o cosseno do ângulo entre potência ativa e a potência aparente.

Os valores do fator de potência variam entre 0 e 1. Quando está próximo de 1, ele indica que o sistema está com uma grande eficiência; caso o valor esteja próximo de 0, demonstra que a instalação tem um baixo aproveitamento, provocando ainda uma sobrecarga no sistema (MONTEIRO, 2009). Capelli (2013, p. 80) conclui “[...] que quanto menor a potência reativa, menor o desperdício. Em outras palavras, quanto maior o fator de potência, mais eficaz é o sistema”.

O baixo fator de potência ocasiona uma restrição na capacidade dos transformadores, um aumento da seção transversal dos condutores. Por consequência, a capacidade dos dispositivos de proteção também irá aumentar e, por fim, afetando os valores das faturas de energia elétrica por meio do aumento do consumo e as possíveis cobranças de reativos excedentes (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2016).

A resolução da ANEEL 414/2010 (2010, p. 75) estabelece no artigo 95 que “o fator de potência de referência ‘FR’, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92”. A mesma resolução também determina uma quantidade de energia reativa consumida que não será cobrada. Ela calcula que a cada kWh consumido de energia ativa é permitido utilizar 0,425 kVArh de energia reativa. São analisados 24 horas do dia o FP, mas de 0h às 6h é monitorado a energia reativa capacitiva e o restante do tempo a energia reativa indutiva.

A ANEEL pode avaliar o fator de potência de duas formas distintas: a primeira forma é a avaliação horária, que calcula o fator de potência em um espaço de tempo de uma hora durante o tempo de faturamento; a segunda forma de avaliação é mensal. O fator de potência é calculado no período de um ciclo de faturamento, que é medido durante o período de 30 dias. Ela não considera para os seus cálculos os sábados, domingos e feriados. Caso seja calculada o valor de fator de potência menor que a legislação determina, terá a energia reativa excedentes cobrados na fatura (ANEEL, 2010).

Portanto, para eliminar as cobranças referentes à energia reativa, pode ser instalado um banco de capacitores. São equipamentos que conseguem armazenar eletricidade, sendo que quando instalados eles podem suprir o consumo de energia reativa parcial ou total utilizada da concessionária pela energia armazenada no capacitor, conseqüentemente elevando o fator de potência do sistema e diminuindo ou anulando as multas por ERE (MAMEDE FILHO, 2013).

MATERIAIS E MÉTODO

Com base no tema deste trabalho, que é “resolver problemas ou necessidades concretas e imediatas” (APPOLINÁRIO, 2011, p. 146) esta pesquisa pode ser classificada de natureza aplicada. Sendo assim,

este trabalho tem a finalidade de propiciar ações de efeito imediato, aplicando os conhecimentos produzidos por pesquisas básicas.

Quanto aos objetivos, esta pesquisa é classificada como exploratória, pois busca maior conhecimento em bases bibliográficas renomeadas contidas em acervos como artigos científicos publicado em periódicos, tendo em sua maioria a forma de pesquisa bibliográfica, e estudo de caso (GIL, 2002). Importante destacar que, do ponto de vista da forma de abordagem do problema, esta pesquisa também pode ser classificada como quantitativa, pois foram analisadas informações e utilizados métodos estatísticos (GIL, 2008).

Realizou-se, inicialmente, uma pesquisa bibliográfica. Foi escolhida essa técnica pela necessidade de obter maior conhecimento sobre o tema, assunto e problema (FERRÃO, R.; FERRÃO, L, 2012). Essa técnica de pesquisa é baseada no uso de acervos como documentos, livros, artigos, monografias e internet. Para cessar os acervos, foram pesquisadas palavras-chave, como: “gerenciamento de energia”, “fator de potência”, “banco de capacitores”, “consumo de energia”, “modalidades tarifárias” e “demanda contratada”. Após realizadas as leituras e definidos os conteúdos associados ao tema, assunto e problemas, foi realizada uma pesquisa documental, que é uma técnica que busca documentos em órgãos públicos e instituições privadas ou associações que não receberam uma análise e que não estão disponíveis abertamente à população (FERRÃO, R.; FERRÃO, L, 2012; GIL, 2002).

Com os conhecimentos obtidos pela pesquisa bibliográfica, foi realizado o estudo de caso. Para Gil (2008), o estudo de caso é um tipo de pesquisa direcionada a uma aplicação imediata das informações de uma determinada circunstância.

Pelo uso da técnica de pesquisa documental, foi realizado um estudo de caso usando dados de faturas de energia da concessionária EDP Espírito Santo, disponibilizadas pelo órgão público estudado. Ainda, se buscou informações na Resolução 414 da ANEEL, livros disponibilizados na biblioteca virtual da instituição acadêmica e monografias similares disponibilizadas no google acadêmico.

Para a coleta de dados para estudo de caso, usou-se variados procedimentos. Para tal, a coleta, tratamento e análise dos dados foi com base em informações

obtidas das contas de energia de janeiro a dezembro de 2019. Logo, com o auxílio do Software Microsoft Office Excel e site de dimensionamento disponibilizado gratuitamente pela fabricante WEG, os dados foram tratados, simulados e analisados com o propósito de determinar os resultados demonstrados neste trabalho (WEG, 2020).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

AJUSTE DA DEMANDA CONTRATADA

As demandas faturadas, medidas e contratadas podem ser observadas na Figura 1. É possível observar

que a demanda medida cresceu em sete meses do ano, onde nesse período ocorreu ultrapassagem da demanda contratada. Isso se deve ao fato da sazonalidade ocasionada pela estação climática do período, o que acaba demandando uma maior utilização dos aparelhos de ar-condicionado, devido ao calor. Nota-se também que os únicos meses em que a demanda medida esteve menor que a contratada foi em julho, agosto e setembro. Dessa forma, a Figura 1 evidencia que a demanda contratada de 300 kW não é suficiente para atender a instalação, resultando em multas por ultrapassagem de demandas ao órgão público, onde o custo do kW é duas vezes maior que a demanda contratada.

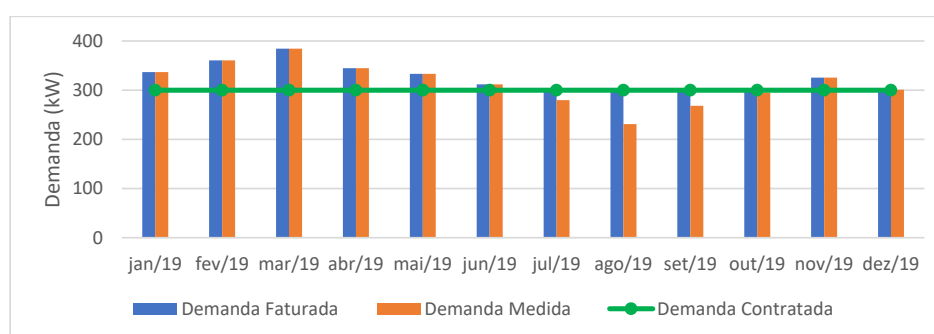


Figura 1. Demandas faturada, medida e contratadas de janeiro a dezembro de 2019
Fonte: Elaborado pelos autores

Para aplicar a medida administrativa de alteração de demanda contratada, tendo em vista a redução de custo com esse componente da fatura de energia, é necessário calcular a demanda ótima da instalação. Para isso, são assumidos valores diversos e realizadas simulações nas quais é definido o valor de demanda a ser contratado, em que resultará menor custo duran-

te o ano, considerando as possíveis ultrapassagens. Para essa instalação, foram utilizados 45 valores de demanda a partir da demanda contratada atual de 300 kW a 345 kW. Sendo que o valor que ocasionou menor investimento financeiro foi de 329 kW, já considerando as possíveis ultrapassagens. Na Tabela 4, é possível verificar os impactos desta alteração.

Tabela 4. Custo da demanda, ultrapassagem fora da ponta, custo projetado e redução ou aumento de janeiro a dezembro de 2019.

Meses de 2019	Custo Atual (300 kW) R\$	Ultrapassagem Fora Ponta (kW) R\$	Custo Projetado (329 kW) R\$	Redução / Aumento (%)
Janeiro	7.767,06	1.392,04	6.227,97	-32%
Fevereiro	9.119,11	2.293,41	6.227,97	-45%
Março	10.471,17	3.194,78	6.227,97	-54%
Abril	8.225,01	1.697,34	6.227,97	-37%
Mai	7.362,53	1.052,93	6.227,97	-26%
Junho	5.902,53	0,00	6.227,97	6%
Julho	5.679,00	0,00	6.227,97	10%
Agosto	6.774,11	0,00	7.428,94	10%
Setembro	7.527,00	0,00	8.254,61	10%
Outubro	7.527,00	0,00	8.254,61	10%
Novembro	9.456,32	1.286,21	8.254,61	-23%
Dezembro	7.553,50	0,00	8.254,61	9%
TOTAL	93.364,34	10.916,71	84.043,17	-19,41%

Fonte: Elaborados pelos autores

Conforme verificado na Tabela 4, com a demanda contratada de 329 kW haverá uma redução média de 36% nos meses de janeiro a maio e em novembro de 2019 em relação ao custo com a demanda, e nos meses de junho a setembro e dezembro de 2019 ocorrerá um aumento médio de 9% devido ao novo valor da demanda contratada. Dessa maneira, ao analisar o cenário atual, é possível verificar que mesmo com o aumento médio de 9% mencionado acima, a alteração sugerida ocasionará em uma redução anual de 19,41% (R\$ 20.237,08) no valor investido em demanda contratada.

ANÁLISE TARIFÁRIA

A seguir, serão apresentados os resultados da simulação entre as modalidades de tarifação THS verde e THS azul para o subgrupo A4.

A instalação é atendida no grupo A, com tensão de fornecimento 11,4 kV, ou seja, dentro da faixa de tensão de 2,3 kV a 25 kV do subgrupo A4 na modalidade THS

verde. Por se tratar de um órgão público, a unidade consumidora enquadra-se na classe de poder público em consonância com a resolução 414. Dessa maneira, todos os dados necessários para a análise estão nas faturas de janeiro a dezembro de 2019.

Como a análise envolve equações simples expostas no corpo desse trabalho, a simulação foi realizada no software Microsoft Excel. Sendo assim, foi realizada a simulação em cada modalidade com os dados de demandas a ser contratada já mencionada e as demandas vigentes, bem como o consumo. A partir do exposto, foi definida a modalidade adequada para a instalação.

Na Tabela 5, encontram-se os dados das variáveis para a simulação de cada modalidade tarifária, de acordo com as metodologias estabelecidas e as tarifas vigentes para o período de 2019. Na Tabela 6, encontram-se os custos atuais gastos com energia. Já nas Tabelas 7 e 8, foram simuladas as modalidades tarifárias, de modo a determinar qual a mais vantajosa.

Tabela 5. Histórico de consumo e demanda de energia de janeiro a dezembro de 2019.

Meses de 2019	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Demanda Faturada Ponta (kW)	Demanda Faturada Fora Ponta (kW)	Ultrapassagem Fora Ponta (kW)
Janeiro	1.803,744	58.551,936	72,192	336,768	36,768
Fevereiro	2.171,904	68.052,192	172,800	360,576	60,576
Março	3.803,520	73.318,080	193,536	384,384	84,384
Abril	3.803,520	60.740,352	187,008	344,832	44,832
Mai	3.040,608	56.488,992	159,360	333,312	33,312
Junho	2.855,616	49.768,128	161,664	311,808	0
Julho	3.166,944	50.077,824	137,088	300,000	0
Agosto	2.126,208	34.559,520	109,056	300,000	0
Setembro	2.738,592	46.500,672	117,120	300,000	0
Outubro	2.858,976	47.796,384	119,424	300,000	0
Novembro	2.784,096	49.701,888	160,128	325,632	25,632
Dezembro	2.985,120	53.465,184	152,832	301,056	0

Fonte: Elaborados pelos autores.

Tabela 6. Custo atual THS verde de janeiro a dezembro de 2019.

Meses de 2019	Custo do Consumo (R\$)	Custo da Demanda (R\$)	Custo da Ultrapassagem (R\$)	Total (R\$)
Janeiro	24.858,67	7.767,06	1.392,04	34.017,77
Fevereiro	29.025,07	9.119,11	2.293,41	40.437,59

Tabela 6. Custo atual THS verde de janeiro a dezembro de 2019.

Meses de 2019	Custo do Consumo (R\$)	Custo da Demanda (R\$)	Custo da Ultrapassagem (R\$)	Total (R\$)
Janeiro	24.858,67	7.767,06	1.392,04	34.017,77
Fevereiro	29.025,07	9.119,11	2.293,41	40.437,59
Março	33.849,23	10.471,17	3.194,78	47.515,18
Abril	28.485,94	8.225,01	1.697,34	38.408,29
Mai	26.273,65	7.362,53	1.052,93	34.689,11
Junho	23.459,09	5.902,53	0,00	29.361,62
Julho	24.122,20	5.679,00	0,00	29.801,20
Agosto	15.083,77	6.774,11	0,00	21.857,88
Setembro	19.190,74	7.527,00	0,00	26.717,74
Outubro	12.179,88	7.527,00	0,00	19.706,88
Novembro	19.866,51	9.456,32	1.286,21	30.609,04
Dezembro	22.085,71	7.553,50	0,00	29.639,21
Total (R\$)				382.761,51

Fonte: Elaborados pelos autores.

A partir dos dados da Tabela 5, foi calculado o custo atual gasto com energia elétrica (Tabela 6), em que o valor pago em 2019 foi de R\$ 382.761,51. Somente com ultrapassagem de demanda foi pago R\$ 9.630,50, que gerou um gasto desnecessário, pois

a ultrapassagem de demanda é uma anomalia que deve ser corrigida.

Na Tabela 7, encontra-se a simulação da modalidade tarifária horo-sazonal verde, já considerando anteriormente como demanda ótima fora ponta calculada.

Tabela 7. Simulação horo-sazonal verde de janeiro a dezembro de 2019

Meses de 2019	Custo do Consumo (R\$)	Custo da Demanda (R\$)	Custo da Ultrapassagem (R\$)	Total (R\$)
Janeiro	24.858,67	6.227,97	0,00	31.086,64
Fevereiro	29.025,07	6.227,97	0,00	35.253,04
Março	33.849,23	6.227,97	0,00	40.077,20
Abril	28.485,94	6.227,97	0,00	34.713,91
Mai	26.273,65	6.227,97	0,00	32.501,62
Junho	23.459,09	6.227,97	0,00	29.687,06
Julho	24.122,20	6.227,97	0,00	30.350,17
Agosto	15.083,77	7.428,94	0,00	22.512,71
Setembro	19.190,74	8.254,61	0,00	27.445,35
Outubro	12.179,88	8.254,61	0,00	20.434,49
Novembro	19.866,51	8.254,61	0,00	28.121,12
Dezembro	22.085,71	8.254,61	0,00	30.340,32
Total (R\$):				362.523,63

Fonte: Elaborados pelos autores.

Observa-se na Tabela 6 que o valor a ser pago foi de R\$ 362.523,63. Houve a redução na conta de energia de R\$ 20.237,88, somente adequando a demanda contratada, ou seja, uma redução de 5,29% em relação ao custo atual demonstrado na Tabela 5.

Para simulação da modalidade THS Azul, foi necessário calcular a demanda ótima ponta a partir

da demanda mostrada na Tabela 5, utilizando-se da metodologia explanada anteriormente. Dessa forma, verifica-se que a demanda ótima a ser considerada na simulação da ponta será de 165 kW. Sendo assim, verifica-se na Tabela 8 a simulação da modalidade tarifária horo-sazonal azul, considerando a demanda ótima fora ponta e ponta.

Tabela 8. Simulação Horo-sazonal azul de janeiro a dezembro de 2019.

Meses 2019	de	Custo do Consumo (R\$)	Custo da Demanda (R\$)	Custo da Ultrapassagem (R\$)	Total (R\$)
Janeiro		32.890,22	14.552,22	0,00	47.442,44
Fevereiro		38.267,92	14.552,22	0,00	52.820,14
Março		42.026,64	14.552,22	0,00	56.578,86
Abril		34.954,18	14.552,22	0,00	49.506,40
Mai		32.440,05	14.552,22	0,00	46.992,27
Junho		28.676,78	14.552,22	0,00	43.229,00
Julho		29.015,20	14.552,22	0,00	43.567,42
Agosto		18.717,36	15.258,19	0,00	33.975,55
Setembro		23.946,53	14.466,86	0,00	38.413,39
Outubro		24.635,23	14.466,86	0,00	39.102,09
Novembro		25.525,51	14.466,86	0,00	39.992,37
Dezembro		27.453,47	14.466,86	0,00	41.920,33
Total (R\$)					533.540,26

Fonte: Elaborados pelos autores.

Verifica-se na Tabela 3 que a THS azul é tarifada no HP e HFP tanto para consumo quanto para demanda. A THS verde também possui tarifação no HP e HFP para consumo, entretanto possui tarifação única para a demanda no posto tarifário fora ponta. Ao analisar as Tabelas 7 e 8, pode-se determinar que a modalidade tarifária mais adequada para a instalação contínua é a THS verde, onde o montante pago no ano de 2019 seria de R\$ 362.523,63, conforme a simulação. Nota-se que o valor pago na horo-sazonal verde é R\$ 187.326,83 menor que horo-sazonal azul, apesar de a tarifa de consumo no HP da modalidade horo-sazonal verde ser maior. Dessa forma, é inviável a troca para modalidade THS Azul, no qual o custo a ser desembolsado é de R\$ 533.540,26. Isso ocorre em razão da tarifa de demanda na ponta da modali-

dade horo-sazonal azul ser bastante onerosa, o que proporciona elevação o custo da fatura de energia.

CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA

Conhecendo a importância de um correto dimensionamento do fator de potência, foi utilizado neste trabalho a instalação de um banco de capacitores (BC) com monitoramento automático, pois em alguns momentos é necessário utilizar apenas uma fração da potência reativa. Os BC automáticos funcionam a partir de um controlador que contém uma programação interna que proporciona a leitura em intervalos, os valores do FP e decidirá o momento que deve ser ligado ou desligado (HOE, O. K.; AGILESWARI, R.; MARSADK, M. B, 2016). O Fluxograma da Figura 2 ilustra o funcionamento do controlador automático.

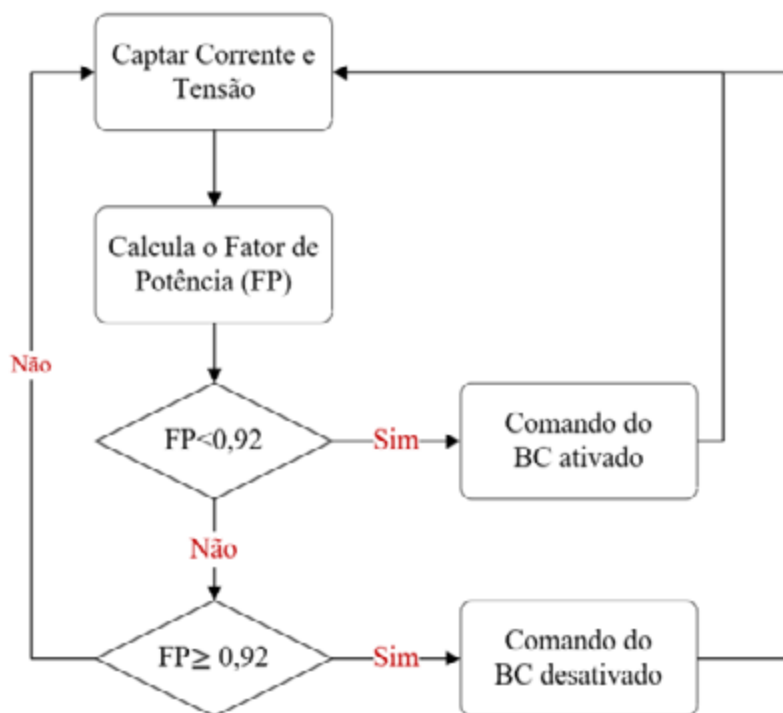


Figura 2. Fluxograma do funcionamento do controlador de Banco de capacitados (BC).

Fonte: Adaptado de Pimentel (2019).

CÁLCULO E DIMENSIONAMENTO DOS BANCO DE CAPACITORES

A unidade consumidora possui uma demanda contratada de 300 kW e um fator de potência médio de

0,90. Utilizando a Equação 7 e 8 deduzidas do triângulo de potências, foi possível encontrar o valor da potência aparente e posteriormente à potência reativa. A seguir os valores obtidos são:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \rightarrow S = \frac{300 \text{ kW}}{0,90} \rightarrow S = 333,34 \text{ kVA} \quad (7)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \rightarrow Q = \sqrt{333,34^2 - 300^2} \rightarrow Q = 145,32 \text{ kVAr} \quad (8)$$

A ANEEL define que o valor mínimo do FP seja 0,92. Portanto, reutilizando as Equações 7 e 8, é possível encontrar

os valores da potência aparente e reativa, de acordo com o valor definido pela ANEEL (ANEEL, 2010, 2015).

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \rightarrow S = \frac{300 \text{ kW}}{0,92} \rightarrow S = 326 \text{ kVA} \quad (7)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \rightarrow Q = \sqrt{326^2 - 300^2} \rightarrow Q = 127,57 \text{ kVAr} \quad (8)$$

Após encontrar o valor da potência reativa com o fator de potência médio da instalação e o valor da potência reativa

estabelecido pela ANEEL, foi possível encontrar o valor da capacitância a ser instalado por meio da Equação 9.

$$Q_{BC} = Q_{FP=0,90} - Q_{FP=0,92} = 145,32 - 127,57 \rightarrow Q_{BC} \cong 17,75 \text{ kVAr} \quad (9)$$

Conhecendo o valor da capacitância, foi utilizado o site da empresa WEG (especializada em motores elétricos, transformadores e geradores), que disponibiliza gratuitamente uma ferramenta para dimen-

sionamento dos equipamentos necessários para a instalação do banco de capacitores (WEG, 2020). A Figura 3 demonstra o resultado desse dimensionamento.

Correção Automática

Proteção Geral: DISJUNTOR DWB160N63-3DF

Controlador: CONTROLADOR FATOR POTENCIA PFW03-T12

Estágio	Proteção		Manobra		Capacitor	
	Código	Descrição	Código	Descrição	Código	Descrição
1	11631362	DISJUNTOR DWB160N40-3DF	11471428	CONTATOR CWMC25-10-30X26	11313782	UNIDADE CAPACITIVA UCWT10V25 N22 HD
2	11339664	DISJUNTOR DWB160N20-3DX	12713060	CONTATOR CWMC9-10-30X26	11313760	UNIDADE CAPACITIVA UCWTSV25 N20
3	11339664	DISJUNTOR DWB160N20-3DX	12713060	CONTATOR CWMC9-10-30X26	11313760	UNIDADE CAPACITIVA UCWTSV25 N20

Com base na Figura 3, foi utilizando os sites www.eletoaltes.com/Loja/ e www.viewtech.ind.br para a cotação dos materiais. Para a redução do custo dos equipamentos, foi substituído o controlador de fator

potência PFW03-T12 pelo PFW01-T12. Essa substituição não ocasionou interferência no funcionamento do sistema. A Tabela 9 contém as informações de todos os dispositivos, quantidades e os valores.

Tabela 9. Materiais utilizados para a construção de.....

Materiais	Quantidade	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)
Disjuntor DWB160N63-3DF	1	410,67	410,67
Disjuntor DWB160N20-3XF	2	357,11	714,22
Disjuntor DWB160N40-3DF	1	410,67	410,67
Controlador de Fator de Potência PFW01-T12	1	2.964,00	2.964,00
Unidade Capacitiva UCWT10V25 N22 HD	1	357,20	357,20
Unidade Capacitiva UCWT5V25 N20	2	204,25	408,50
Contator CWMC9-10-30X26	2	184,20	368,40
Contator CWMC25-10-30X26	1	232,58	232,58
Total:			5.866,24

Fonte: Elaborados pelos autores.

Não foi considerado o valor da mão de obra, pois o órgão público possui equipe capacitada para instalação dos equipamentos.

VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a análise da viabilidade financeira, são utilizadas as Equações 12 e 13, valor presente líquido (VPL) e tempo de retorno do capital (TRC), respectivamente.

Os bancos de capacitores têm uma vida útil média (N) de cinco anos. Sendo assim, podemos calcular o valor da depreciação (DEP) por meio da Equação 10, com os valores do investimento inicial (K):

$$DEP = \frac{K}{N} = \frac{5.866,24}{5} \rightarrow DEP = R\$ 1.173,24 \quad (10)$$

Com o valor da depreciação, é possível encontrar o valor do fluxo de caixa (Fc) (Equação 11). É conside-

rado o valor de 27% retido no imposto de renda (IR).

$$F_c = (\text{media mensal de ERE} * 12 - DEP) * (1 - IR) + DEP \quad (11)$$

$$F_c = (1.269,71 * 12 - 1173,24) * (1 - 0,27) + 1173,24 \rightarrow F_c = 11.439,43$$

Após definir os valores necessários e os valores do tempo em anos (l) e taxa de desconto (TD), foi calcu-

lado VPL. Caso o valor seja maior que zero, significa que a instalação é viável.

$$VPL = -K + \sum_{l=1}^N \frac{F_c}{(1+TD)^l} \quad (12)$$

$$VPL = -5866,24 + (11439,43/(1 + 0,14)^1 + 11439,43/(1 + 0,14)^2 + 11439,43/(1 + 0,14)^3 + 11439,43/(1 + 0,14)^4 + 11439,43/(1 + 0,14)^5)$$

$$VPL = R\$ 18.779,72$$

Cálculo TRC.

$$TRC = \frac{K}{RM} \rightarrow TRC = \frac{5866,24}{1269,71} \rightarrow TRC = 4,6 \text{ meses} \quad (13)$$

Fazendo uma análise geral dos resultados, fica evidente que é necessário um baixo investimento comparado ao custo médio mensal de R\$ 31.896,79 das faturas de energia. Dessa maneira, com a comprovação da viabilidade financeira por meio do VPL, é aconselhável a sua instalação, pois além do benefício financeiro também beneficia o sistema elétrico com a redução das perdas e a liberação da capacidade operacional dos equipamentos do sistema.

CONCLUSÃO

Pelo estudo realizado, foi possível determinar a melhor demanda a ser contratada e a modalidade tarifária, bem como a viabilidade da instalação do banco de capacitores para ajuste do fator de potência.

A modalidade tarifária mais apropriada para a unidade consumidora foi a tarifação horo-sazonal verde.

Dessa forma, não foi necessária alteração na estrutura tarifária vigente. Foi detectado que o ajuste da demanda contratada atual para 329 kW proporcionou uma economia anual de R\$ 20.237,88.

Com a comprovação da viabilidade financeira descrita no banco de capacitores, faz-se necessário a sua instalação. Sendo assim, resultou numa economia financeira anual de R\$ 15.236,52 e eliminação do risco da execução do artigo 171 da resolução normativa 414/2010 da ANEEL, em que “faculta-se à distribuidora suspender o fornecimento por razões de ordem técnica ou de segurança na unidade consumidora, precedida da notificação prevista no art. 173”.

A aplicação do método desenvolvido gerou uma economia anual de R\$ 35.474,40, reduzindo as despesas com energia elétrica em 8,43% ao ano.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010*. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 14 de agos. 2020.
- _____. *Relatórios de consumo e receita de distribuição*: consumidores, consumo, receita e tarifa média – região. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 14 ago. 2020.
- APPOLINÁRIO, F. *Dicionário de metodologia científica: um guia para a produção do conhecimento científico*. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011.
- BARROS, B. F de.; BORELLI, R.; GEDRA, R.L. *Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica*. São Paulo: Érica, 2014.
- _____. *Gerenciamento de energia: ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica*. 2.ed. São Paulo: Érica, 2016.
- BORGES, R. C.; RAMOS, K. Y.; DE ARAUJO, N. C. C.; DE ABREU, R. O. Análise de estrutura tarifária de energia elétrica de uma unidade consumidora utilizando modelo de otimização para demanda contratada. *Brazilian Journal of Developmet*, v. 6, n. 3, p. 10060-10071, 2020.
- CAPELLI, A. *Energia elétrica: qualidade e eficiência para aplicações Industriais*. São Paulo: Érica, 2013.
- CASTRO, A. N. dos S. *Avaliação da alteração da modalidade tarifária de uma estação de tratamento de água*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2019.
- CEMIG. História da eletricidade no Brasil. *Energia no Brasil*. CEMIG. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/ptbr/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx>. Acesso em: 14 ago. 2020.
- COSTA, R. E. M. da. *Análise e simulação da migração de uma empresa do mercado cativo para o mercado livre de energia*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.
- EDP. *Bandeira tarifária, 2020*. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/bandeira-tarifaria>>. Acesso em: 14 out. 2020.
- EDP - EMPRESADE PESQUISA ENERGÉTICA. *Eficiência energética*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/eficiencia-energetica>>. Acesso em: 18 set. 2020.
- FERRÃO, R. G.; FERRÃO, L. M.V. *Metodologia científica para iniciantes em pesquisa*. 4. ed. Vitória, ES: Incaper. 2012. 254 p.
- GIL, A.C. *Como elaborar projetos de pesquisa*. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.
- _____. *Métodos e técnicas de pesquisa social*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- HOE, O. K.; AGILESWARI, R.; MARSADK, M. B. Switching control for capacitor Banks in distribution system. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016.
- MAMEDE FILHO, J. *Instalações elétricas industriais*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- MONTEIRO, P. R. D. *Eficiência dos sistemas elétricos industriais com aplicação de capacitores*. In: SEMINARIO FLUMINENSE DE ENGENHARIA, 6, Niterói. 2009.
- OLIVEIRA, V. de. *Correção do fator de potência de cargas*. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado

do em Engenharia Elétrica) – Centro Universitário do Sul de Minas, Varginha, 2016.

PIMENTEL, P. A. M et al. *Correção do fator de potência: estudo de viabilidade da Implantação de um banco capacitor na Universidade do Estado do Amazonas–Escola Superior De Tecnologia*. 2019.

RFB - RECEITA FEDERAL DO BRASIL. *Arrecadação UF 2019*, 23 nov. 2020. Disponível em: <https://receita.economia.gov.br/dados/receitadata/arrecadacao/arrecadacao-por-estado/arrecadacao-uf-2019>. Acesso em: 18 set. 2020.

SACCARO, E. J.; CORSO, L. L. Otimização de contratação de demanda de potência ativa por meio de uso de algoritmos genéticos. *Scientia CUM Industria*, v.7, n.2, p.88-93, 2019.

SOARES, E. V. A. *Análise do enquadramento se consumidores do grupo A4 no ambiente de contratação livre e regulado*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2018.

SOARES, T.C.; LOPES, L.S.; DA CUNHA, D.A. A eficiência do consumo residencial de energia elétrica no Brasil. *Economia Aplicada*, v. 21, n. 3, p. 503-523, 2017.

VICTOR, V. F.; MACEDO, H. R.; CARVALHO, A. P.; SILVA, L. C.; SOBRINHO, P. R. M. Estudo de ações para a redução dos custos do fornecimento de energia elétrica para grandes consumidores. *Pesquisa científica e inovação tecnológica nas engenharias 2*. Atena, Belo Horizonte, MG: p.43-52. 2019.

VITÓRIA. Lei nº 5.815, de 30 de dezembro de 2002. Institui no Município de Vitória a Contribuição para Custeio dos Serviços de Iluminação Pública - COSIP. *Câmara Municipal de Vitória-ES*: Legislação Online. Disponível em: <<http://camara.sempapel.cmv.es.gov.br/legislacao/norma.aspx?id=699&tipo=1&numero=5815&ano=2002>>. Acesso em: 14 set. 2020.

_____. Lei nº 9.156, de 21 de julho de 2017. Altera o § 1º do artigo 1º da lei nº 5.815/2002, que institui a COSIP no Município de Vitória. *Câmara municipal de Vitória, ES*: Legislação Online. Disponível em: <<http://camarasempapel.cmv.es.gov.br/legislacao/norma.aspx?id=9330&tipo=1&numero=9156>>. Acesso em: 14 set. 2020

WEG. *Recursos e ferramentas*. Disponível em: <https://www.weg.net/institucional/BR/pt/support/resources-and-tools>. Acesso em: 02 nov. 2020.