

Medidas de gestão de energia em uma edificação pública: metodologia e estudo de caso

Noelma S. Maciel* Rodrigo Fiorotti* Arthur E. A. Amorim*
Igor C. Belisário* Helder R.O. Rocha**

* *Campus São Mateus, Instituto Federal do Espírito Santo, ES,
(noelma.simoes@gmail.com, rodrigo.fiorotti@ifes.edu.br,
arthur.amorim@ifes.edu.br, igor.belisario@ifes.edu.br)*

** *Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (helder.rocha@ufes.br)*

Abstract: Electrical energy is an essential resource for modern society. Its reasonable and wise utilization are crucial for the planet sustainable development. In this way, the environmental awareness is changing the electricity utilization and the adoption of energy efficiency measures in many sectors. This work presents a methodology for electricity bill optimization in a scholar building and a case study for technical and economic analysis of this method. The proposals are tariff contract optimization, transformers adequacy, photovoltaic power plant installation and diesel generator set utilization during peak hours. The results demonstrate 44.9% savings by the application of the proposed methodology for this building.

Resumo: A energia elétrica é um insumo essencial na sociedade moderna. Seu uso racional e melhor aproveitamento são cruciais para o desenvolvimento sustentável do planeta. Essa conscientização tem transformado o uso da energia elétrica e a adoção de medidas de eficiência energética em diversos setores. Este trabalho apresenta uma metodologia para a redução do gasto com energia elétrica em uma edificação pública para fins educacionais e um estudo de caso para análise da viabilidade técnica e econômica dessa metodologia. São propostas a otimização do contrato de energia elétrica do cliente cativo junto à concessionária, adequação de transformadores para redução de perdas, instalação de usina fotovoltaica e utilização de grupo motor gerador diesel no horário de ponta. Os resultados demonstram uma economia de 44,9% do gasto com energia elétrica com a aplicação da metodologia proposta para essa edificação.

Keywords: Tariff Optimization; Energy Efficiency; Photovoltaic Generation; Losses Reduction; Moto-Generator;

Palavras-chaves: Otimização Tarifária; Eficiência Energética; Geração Fotovoltaica; Redução de Perdas; Grupo Motogerador.

1. INTRODUÇÃO

Os edifícios são globalmente responsáveis por mais de 30% do uso total de energia final e 19% das emissões globais de gases de efeito estufa (Lucon et al., 2014) fazendo com que a busca pela sustentabilidade esteja cada vez mais presente no setor (Thorvaldsen et al., 2021). As ações mais eficazes para reduzir o impacto ambiental das edificações são a adoção de medidas de eficiência energética, de redução e reuso de água e de geração própria por meio de fontes renováveis (D'Agostino et al., 2021). No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de seu Programa de Eficiência Energética (PEE) busca promover o uso eficiente da energia elétrica por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia.

No Brasil, para os consumidores com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidos a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, a energia elétrica é cobrada por meio de tarifa binômica horária (Masseroni and Oliveira, 2012). Tal modalidade

é caracterizada por aplicar preços diferenciados para demanda de potência e de consumo de energia elétrica ao longo do dia (horário de ponta e horário fora ponta) (Tomé et al., 2014). Os custos com eletricidade para esses consumidores podem ser significativamente reduzidos com a adoção de um contrato de energia adequado, redução do consumo nos horários de ponta, correção de reativos e por meio da utilização de geração própria.

A energia solar, em especial a fotovoltaica (FV), ganhou popularidade por ser uma fonte de geração com impactos ambientais reduzidos, sem emissão de gases causadores do efeito estufa na produção de energia e se tornou a principal tecnologia de geração distribuída pelo fato de requerer manutenção reduzida em comparação às demais tecnologias (Osmani et al., 2020). Apesar da geração fotovoltaica ser uma forma de produção de energia com alto custo de investimento inicial, é possível, a médio e longo prazo obter o retorno do investimento (Aquila et al., 2021). Com a evolução da tecnologia e a massificação do uso, os custos de implantação de um sistema fotovoltaico vêm sendo reduzidos significativamente, tornando a tecnologia cada vez mais competitiva de Souza Dutra et al. (2020).

Como o custo da energia no posto horário de ponta é maior, uma alternativa é despachar um grupo motor gerador diesel (GMDG) para suprir a energia nesses momentos. Os GMDG são máquinas que tem como função a produção de energia elétrica para funcionamento autônomo ou em paralelo com a rede elétrica convencional da concessionária, a partir do consumo do óleo diesel (Ribeiro and Ferreira dos Santos Cruz, 2018).

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para minimizar os custos com energia elétrica em uma edificação por meio de múltiplas estratégias. Essas estratégias envolvem o ajuste do contrato de energia considerando um consumidor com tarifa binômica horária, alteração da configuração da subestação para redução das perdas nos transformadores, dimensionamento de usina solar fotovoltaica e de GMDG para funcionamento nos horários de ponta. A avaliação da metodologia é feita em um estudo de caso para uma edificação de uso educacional localizada no Espírito Santo.

2. DIAGNÓSTICO DA EDIFICAÇÃO

O Instituto Federal do Espírito Santo Campus São Mateus é uma instituição educacional que funciona de segunda-feira a sexta-feira de 7h até as 22h30min. Atualmente suas principais instalações são divididas em três edifícios, denominadas Anexo I, Anexo II e Galpão, Na Figura 1, o Anexo II onde se pretende instalar o sistema fotovoltaico aparece em destaque. Devido à natureza das atividades desenvolvidas nessa instalação, as principais cargas são os sistemas de climatização e de iluminação.



Figura 1. Vista aérea do IFES Campus São Mateus.

A unidade consumidora é conectada à rede da concessionária em uma tensão de fornecimento de 13,8 kV, portanto, se enquadrando no grupo A4, que é destinado a consumidores ligados com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV. Sua demanda contratada é de 150 kW e está enquadrada na Tarifa Horária verde (TH Verde). Para adequação da tensão de entrada para a utilização dos dispositivos em baixa tensão são utilizados três transformadores com potências nominais de 500 kVA, 300 kVA e 225 kVA.

Ao analisar as faturas de energia correspondentes ao período de um ano dessa instalação foi possível obter informações sobre o consumo ativo de ponta (CAP), consumo ativo fora de ponta (CAFP), demanda máxima de ponta (DMP), demanda máxima fora de ponta (DMFP) e energia reativa excedente (ERE). Esses dados foram compilados na Tabela 1. Por meio desses dados conclui-se que o consumo anual de energia ativa ponta fica em torno de 50 mil kWh,

e o consumo anual de energia fora de ponta é cerca de 316 mil kWh.

Tabela 1. Histórico de consumo da edificação.

DATA	CAP (kWh)	CAFP (kWh)	DMP (kW)	DMFP (kW)	ERE (kWh)
jul/16	4.298	24.691	88,2	108,4	361
ago/16	3.481	22.991,01	86,5	103,3	515
set/16	4.533	24.168	94,1	113,4	297
out/16	3.516	23.260	90,7	108,4	433
nov/16	3.870	24.873	115,9	130,2	474
dez/16	4.944	28.015	126,8	160,4	352
jan/17	1.860	21.721	79,8	126,8	471
fev/17	3.341	22.774	120,1	137,8	422
mar/17	5.440	33.430	124,32	140,3	282
abr/17	4.847	31.801	109,2	140,3	375
mai/17	4.813	28.210	106,6	143,6	396
jun/17	5.239	30.564	103,3	130,2	524

De posse dos valores das demandas máximas medidas da Tabela 1, verificou-se que a demanda contratada de 150 kW é superior as demandas máximas mensais (com exceção de dezembro/16 que registrou 160,44 kW), fato que mostra que a redução da demanda contratada é uma medida de gestão que tem potencial de economia monetária. Ainda por meio das faturas de energia elétrica, fez-se um levantamento dos gastos durante o período de um ano estratificado por rubricas, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Custo monetário anual com energia elétrica do IFES Campus São Mateus.

Rubrica	Preço Unitário	Custo Anual
CAP	R\$ 1,4842	R\$ 74.482,59
CAFP	R\$ 0,2924	R\$ 92.535,57
Demanda	R\$ 15,22	R\$ 27.506,97
ERE	R\$ 0,2336	R\$ 1.127,93
Bandeira	-	R\$ 3.448,08
Impostos	31,34 %	R\$ 90.860,97
Total	-	R\$ 289.962,11

Dessa forma, tem-se a base de dados para se realizar os estudos de adequação do contrato de energia com a concessionária, perdas nos transformadores e dimensionamento dos sistemas de geração fotovoltaica e do gerador a diesel.

3. METODOLOGIA

Nesta seção, será detalhada cada etapa a metodologia adotada para a realização deste trabalho, como a otimização tarifária da unidade consumidora, a análise de perdas nos transformadores da unidade consumidora, dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede e o dimensionamento do GMDG. Estas etapas da metodologia serão explicadas de forma incisiva e individual, a seguir:

3.1 Otimização tarifária

O IFES campus São Mateus possui tensão de fornecimento de 13,8 KV, portanto, se enquadrando no grupo A4, deste modo, pode optar pelas modalidades TH Verde ou TH Azul. Ambas as modalidades são binômicas (cobra-se pelo tanto pelo consumo de energia quanto pela disponibilidade de demanda) e os preços da energia ativa consumida variam para o posto horário de ponta e fora de ponta. Entretanto, na modalidade TH Verde é cobrada uma tarifa única

para a demanda de potência (em R\$/kW) e na TH Azul possui cobrança para a demanda de potência (em R\$/kW) tanto no posto horário de ponta quanto no fora ponta.

A Resolução Normativa nº 414 da ANEEL estabelece também que a demanda faturável, do posto horário em questão, será definida com base no maior valor entre a demanda contratada e o maior valor de demanda medida no ciclo de faturamento (integralizado de 15 em 15 minutos). Ademais, quando o valor de demanda de potência ativa medido exceder em mais de 5% do valor contratado, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem de demanda, equivalente ao dobro do valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A.

Com base no histórico de consumo de energia elétrica da unidade consumidora e os preços de energia e demanda das modalidades TH Verde e TH Azul em que a unidade pode se enquadrar, a otimização tarifária é realizada verificando o custo anual de energia elétrica, considerando as demandas contratadas otimizadas para o período em análise. A modalidade tarifária considerada como a mais adequada para o cliente será a que tiver o menor custo anual com energia elétrica

3.2 Perdas nos Transformadores

Transformadores são projetados para operar com rendimento elevado, podendo atingir até 99% de acordo com as condições de operação (Pejovski et al., 2017). As perdas no transformador podem ser divididas em perdas no ferro (ou núcleo) e perdas no cobre. As perdas no ferro são as perdas associadas ao núcleo do transformador que são geradas pelo fenômeno da histerese e das correntes parasitas no núcleo, tais perdas no ferro podem ser consideradas constantes quando o transformador opera com tensão e frequência constante (Sen, 2007).

As perdas nos enrolamentos dos transformadores são denominadas de perdas no cobre, sendo que sua principal causa é o efeito Joule. Essas perdas são proporcionais ao quadrado da corrente nos enrolamentos, deste modo, pode-se considerar que as perdas no cobre variam aproximadamente com quadrado do carregamento em um transformador de 2 enrolamentos.

Nos manuais dos fabricantes são informadas as perdas à vazão (P_v) e as perdas totais com carga nominal (P_{tcn}) do transformador. Com base nesses dados tem-se que as perdas no ferro ($P_f = P_v$) e as perdas no cobre para qualquer carregamento são definidas em (1).

$$P_c = F_c^2 \times (P_{tcn} - P_f) \quad (1)$$

Onde F_c é o fator de carregamento do transformador, definido pela razão entre carga demanda no transformador, em kVA, e a capacidade nominal do transformador (S).

Sabendo que as perdas totais no transformado são a soma entre as perdas no ferro e no cobre, o rendimento do transformador η_t pode ser definido por (2).

$$\eta_t(\%) = \frac{F_c \times S \times f_p}{F_c \times S \times f_p + P_f + F_c^2 \times P_{ccn}} \quad (2)$$

Onde f_p é o fator de potência da carga no transformador.

3.3 Geração Fotovoltaica

A previsão de geração da energia do módulo fotovoltaico necessita de uma modelagem com boa precisão, pois as condições ambientais em campo (local de instalação) são diferentes das condições de teste padrão relatadas pelo fabricante do módulo, principalmente em função da variação da irradiação solar e da temperatura de operação das células (Skoplaki and Palyvos, 2009). Além disso, a geração fotovoltaica possui perdas exógenas ao módulo fotovoltaico, tais como as perdas nas resistências dos conectores e cabeamentos, por depósito de sujeira (efeito soiling), no inversor, entre outras. Nesse artigo, tais perdas são definidas como “perdas suplementares”.

A geração FV possui natureza estocástica devido as características da irradiação solar, sua fonte de energia. Com o intuito de preservar essas características, vários trabalhos utilizam a Simulação de Monte Carlo (SMC) (Fiorotti et al., 2019) (Abdelaziz et al., 2015). Neste contexto, as etapas da metodologia proposta para avaliar o impacto da geração FV na conta anual de energia da edificação são:

Etapa 1 – Levantamento da série histórica da irradiação solar e da temperatura.

Uma série histórica confiável do recurso solar é imprescindível para estimar a geração FV no longo prazo. Logo, este trabalho utilizou uma série histórica de 5 anos da irradiação solar global no plano horizontal e da temperatura ambiente, integralizados de 1 em 1 hora. Com o intuito de preservar as características horosazonais dessas variáveis, cada mês do ano foi representado por um dia útil, o qual é subdividido em 24 intervalos de uma 1 hora, ou seja, um ano completo é representado por 288 intervalos horários.

Etapa 2 – Função de densidade de probabilidade da irradiação solar.

Na literatura especializada, a distribuição Beta é a função de funções de densidade de probabilidade (em inglês, probability density function - PDF) para modelar as características probabilísticas da irradiação solar. Essa PDF está mostrada em (3).

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \times \Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{max}}\right)^{(\alpha-1)} \left(1 - \frac{r}{r_{max}}\right)^{(\beta-1)} \quad (3)$$

Onde, r é a Irradiação solar (kW/m²), Γ é a Função Gamma, r_{max} é a máxima radiação solar no período, α e β são parâmetros de forma. Os fatores são calculados em função da média do e do desvio padrão, conforme demonstrado em (Fiorotti et al., 2019).

Etapa 3 – Cálculo da geração fotovoltaica. Para realizar a modelagem da geração fotovoltaica foi utilizado um modelo que leva em consideração a irradiação solar, os efeitos da temperatura e das perdas suplementares. O cálculo da temperatura de operação da célula está mostrado em (4) (Abdelaziz et al., 2015).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0.8}\right) \quad (4)$$

Onde, T_c é a temperatura da célula ($^{\circ}\text{C}$), T_a é a média horária da temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), e N_{ot} é a temperatura nominal de operação da célula ($^{\circ}\text{C}$).

Com a temperatura da célula determinada, a equação proposta por Fuentes et al. (2007), calcula potência produzida pelo módulo FV em função da radiação solar e da temperatura conforme mostrado em (5).

$$P_m = P_{stc} \left(\frac{r}{1000} \right) (1 + \gamma(T_c - 25)) \quad (5)$$

Onde, P_m é a potência gerada pelo módulo (W); γ é o coeficiente de potência/temperatura ($\text{W}/^{\circ}\text{C}$); P_{stc} é a potência gerada pelo módulo nas condições padrões de teste (W).

Por fim, a geração total da usina FV (P_{fv}) foi definida pela multiplicação da potência gerada por módulo (P_m) pelo número de módulos FV (N_m). Ademais, nesta modelagem, foi considerado que as perdas suplementares no sistema FV foram de 10%, conforme mostrado em (6).

$$P_{fv} = 0.9 \times P_m \times N_m \quad (6)$$

Etapa 4 – Simulação de Monte Carlo e cálculo da média dinâmica da potência gerada

Neste trabalho, será realizada uma simulação de Monte Carlo para cada um dos 288 intervalos de tempo. Para cada simulação, as variáveis de entrada são uma PDF da irradiação solar (calculada pela equação (3)), a geração de 20.000 números aleatórios e da média da temperatura ambiente do respectivo intervalo de tempo.

O valor de maior verossimilhança das 20.000 potências aleatórias obtidas a cada hora é obtido executando o método de Monte Carlo. A média dinâmica da potência gerada no instante i , $P_{med}(i)$ é calculada usando a convergência de Monte Carlo (7). Para o número muito alto de simulações (ou seja, 20.000), a convergência de Monte Carlo é garantida (Abdelaziz et al., 2015).

$$P_{med}(i) = \frac{1}{20000} \times \sum_{j=1}^{20000} P_{fv}(j) \quad (7)$$

Essa metodologia permite que o sistema fotovoltaico seja dimensionado de maneira precisa considerando-se as condições reais do local de instalação e as características do perfil de consumo da edificação. Dessa forma o retorno do investimento pode ser estimado de maneira mais realista.

3.4 Geração do Grupo Motor Gerador a Diesel

Os GMGD são máquinas que tem como função a produção de energia elétrica para funcionamento autônomo ou em paralelo com a rede elétrica convencional da concessionária, a partir do consumo do óleo diesel (Ribeiro and Ferreira dos Santos Cruz, 2018). Neste trabalho será avaliado o uso de um GMGD em paralelismo momentâneo e capaz de gerar toda a energia elétrica demandada no horário de ponta da unidade consumidora (operação modo prime), período no qual tem o maior preço de energia.

A fim de assegurar o correto dimensionamento do grupo motor gerador de modo a atender as necessidades energéticas do campus, realizou-se inicialmente uma análise da demanda máxima consumida no horário de ponta. Este levantamento foi apresentado na Tabela 2 onde é possível observar que o valor de demanda máxima no horário de ponta fica em torno de 124 kW. Dessa forma, máquinas com capacidade nominal de geração entre 135 kW e 180 kW foram selecionadas para análise.

Os manuais dos fabricantes foram utilizados para realizar o levantamento de informações sobre o consumo de combustível do equipamento de acordo com a curva de carga de cada gerador. A partir das informações sobre o percentual de carga e consumo de combustível, tornou-se possível determinar a potência efetivamente demandada e a eficiência para cada equipamento.

A modelagem do consumo de diesel do gerador em função da potência gerada pelo GMGD utilizou a metodologia proposta por Mohamed and Koivo (2010). Nesses estudos, o consumo de diesel é determinado a partir um polinômio de grau 2, cujos coeficientes são definidos a partir método de mínimos quadrados (utilizando como base de dados os consumos fornecidos pelos fabricantes).

Ao utilizar o GMGD pretende-se atender toda a demanda energética da *campus* no horário de ponta. Para realizar o estudo de viabilidade do projeto, deve-se considerar os investimentos com a aquisição do GMGD e sua instalação, além do gasto com combustível e manutenção. Portanto, a escolha adequada do equipamento a ser utilizado e o conhecimento preciso da série histórica de demanda no horário de ponta são essenciais para se obter um rápido retorno do investimento e um aumento significativo da eficiência da instalação, reduzindo-se os gastos com energia elétrica.

4. RESULTADOS

Para analisar o impacto da metodologia proposta, será avaliado o impacto de cada medida de gestão de energia descrita na metodologia de maneira individual. Porém, na análise de proposta de geração complementar (geração fotovoltaica e GMGD), foi considerado o impacto da inserção dessas fontes alternativas na contratação de demanda, visto que elas podem impactar consideravelmente nos valores da demanda máxima medida na unidade consumidora e foram realizadas suas respectivas otimizações tarifárias.

A avaliação da viabilidade financeira de todo o trabalho será realizada por meio do payback simples, Valor Presente Líquido – VPL e a Taxa Interna de Retorno – TIR. Para o cálculo do VPL e da TIR taxa de atratividade de 10% e um horizonte de análise de 20 anos para todas as análises econômicas presentes nesse trabalho.

4.1 Otimização tarifária considerando consumo atual da unidade consumidora

Com base nos dados de consumo da unidade consumidora descritos na Tabela 1 e nos preços de energia, demanda, ERE e impostos obtidos por meio da análise das faturas de energia correspondente ao período entre julho de 2016 a junho de 2017 e pelo sitio eletrônico da distribuidora local,

foi realizada uma simulação com o cliente enquadrado na TH Verde e na TH Azul no subgrupo A4, com as demandas respectivas contratadas otimizadas. A Tabela 3 mostra os custos anuais provenientes do consumo de energia elétrica considerando a unidade enquadrada na TH Verde, com demanda contratada otimizada de 137 KW, além dos custos considerando a unidade enquadrada na TH Azul, com demanda contratada no posto horário de “Fora Ponta” de 137 kW e de “Ponta” de 115 kW.

Tabela 3. Custo anual com energia elétrica com otimização da demanda na TH Azul e Verde.

Rubrica	TH Azul	TH Verde
CAP	R\$ 20.639,71	R\$ 74.482,59
CAFP	R\$ 92.535,57	R\$ 92.535,57
Demanda P	R\$ 64.981,98	R\$ 25.970,40
Demanda FP	R\$ 26.304,42	-
ERE	R\$ 1.127,93	R\$ 1.127,93
Bandeira	R\$ 3.448,08	R\$ 3.448,08
Impostos	R\$ 95.649,09	R\$ 90.163,06
Total	R\$ 305.775,89	R\$ 287.727,63

Através de uma comparação dos valores apresentados na Tabela 2 e na Tabela 3, nota-se uma redução significativa dos valores analisados. É possível observar que o montante do total anual com impostos reduz para R\$ 287.727,63, pois o custo anual com a demanda diminui de R\$ 27.506,96 para R\$ 25.970,40 sem considerar a incidência de impostos. Após considerar os impostos, verificou-se uma economia anual de R\$ 2.234,48 devido a redução da demanda contratada. Além disso, observa-se que não existe vantagem em adotar a modalidade tarifária azul, uma vez que existe um aumento de aproximadamente R\$ 18.048,26 do valor total anual com impostos em relação a opção da TH Verde com a demanda otimizada.

4.2 Alteração da configuração da subestação

Conforme mencionado na seção 2, a subestação da edificação possui três transformadores com potências nominais de 500 kVA, 300 kVA e 225 kVA; totalizando uma capacidade instalada de 1025 kVA. Os dados técnicos desses transformadores estão mostrado na Tabela 4.

Verificou-se que a maior potência aparente registrada no período foi de 162,15 kVA, no dia 14/12/2016 às 14:45 horas. Ou seja, a subestação está sobredimensionada e apresenta fator de demanda máximo da subestação é de 15,81%. Além do desperdício oriundo das elevadas perdas de energia, a operação nesse estado contribui com o aumento da ERE paga pela unidade consumidora.

Tabela 4. Dados técnicos dos Transformadores.

Trafo	Potência Nominal (kVA)	Perdas no ferro (kW)	Perdas totais (kW)
1	500	1,8	9
2	300	1,3	5,8
3	225	1,15	5

Para calcular a perdas anuais nos transformadores da subestação a potência foi dividida igualmente entre os transformadores. Com base na memória de massa e nas Equações (1) - (2); as perdas anuais de energia e o rendimento médio anual de cada transformador estão

Tabela 5. Perdas anuais de energia ativa de cada transformador da subestação atual.

Trafo	Perdas Ponta (kWh)	Perdas Fora Ponta (kWh)	Rendimento Médio (%)	Custo (R\$)
1	1.520,79	15.670,07	86,75%	10.054,06
2	1.112,74	11.387,70	90,36%	7322,92
3	1.000,03	10.150,48	91,40%	6.545,15
Total	3.633,56	37.208,25	89,50%	23.922,13

mostrados na Tabela 5 juntamente com o custo anual destas perdas.

A Tabela 5, mostra um rendimento anual médio dos transformadores de aproximadamente 89,5%. A causa do baixo rendimento foi o baixo carregamento dos transformadores, pois foi verificado que 98,8% das perdas na subestação são devido às perdas no ferro (perdas fixas). Em um cenário de máximo rendimento teórico do transformador (em carregamento ótimo) as perdas no ferro são aproximadamente 50% das perdas totais. Nota-se ainda que o custo monetário atual das perdas nos transformadores é de R\$ 23.922,13, que corresponde a cerca de 8,25% do total gasto pela unidade consumidora.

Diante da nítida oportunidade de redução das perdas nos transformadores, foi sugerido uma modificação no layout da subestação, em que todas as cargas serão supridas pelo Trafo 3 e o Trafo 2 será usado de reserva a frio (desligado). Como o Trafo 3 possui capacidade nominal de 225 kVA, o novo fator de demanda da subestação será de 72,07%, ou seja, terá ainda uma capacidade de suprir um possível aumento de demanda de aproximadamente 28%.

Diante dos fatos apresentados, é possível afirmar que a nova topologia da subestação possui boa margem para aumento de demanda futuro da unidade consumidora. A partir disso, será avaliada a redução das perdas de energia com a adoção da nova configuração. A Tabela 6 mostra as perdas anuais de energia ativa por posto horário da nova topologia de subestação e o custo anual desta perda.

Tabela 6. Perdas anuais de energia ativa da subestação proposta.

Trafo	Perdas Ponta (kWh)	Perdas Fora Ponta (kWh)	Rendimento Médio (%)	Custo (R\$)
3	1.299,86	11.617,93	96,68%	7829,70

Com base nos dados da Tabela 5 e da Tabela 6, verificou-se que as perdas totais anuais de energia ativa reduziram de 40.842 kWh para 12.917,79 kWh, uma redução percentual de 68,37%. Além disso, nota-se que o rendimento anual médio dos transformadores subiu de 89,5% para 96,68%, deixando a subestação com níveis mais adequados de rendimento. Por fim, observa-se que houve uma redução anual do custo das perdas nos transformadores de R\$ 16.092,43, que corresponde a uma redução percentual de 67,27%. Para a adequação da topologia da subestação, estima-se seja necessário um investimento de aproximadamente R\$ 15.000,00 considerando equipamentos e mão de obra. Sendo assim, o *payback* simples desse investimento é de aproximadamente 11,2 meses, uma TIR de 107,28% e VPL de R\$ 110.912,66. Ou seja, é uma medida de eficiência energética muito rentável.

4.3 Geração alternativa solar fotovoltaica

A definição do projeto e da produção de energia da usina foi definida com base nas 4 etapas descritas na seção 3.3, cujos resultados serão descritos com detalhes nesta seção.

Com o intuito de determinar a média e o desvio padrão da série histórica, utilizou-se os dados de irradiação solar global horizontal e temperatura da região de São Mateus coletados pelo INMET - Instituto Nacional de Meteorologia por um período de 5 anos. Contudo, a irradiação solar e a temperatura possuem sazonalidade e seus perfis variam em função das horas do dia. Sendo assim, com o propósito de preservar as características horossazonais destas grandezas, cada mês do ano foi representado por um dia útil, o qual é subdividido em 24 intervalos de uma hora, ou seja, um ano completo é representado por 288 intervalos horários (12 meses no ano * 24 horas do dia = 288).

Diante da análise, observou-se que o lugar mais adequado para a instalação dos painéis seria a cobertura do prédio Anexo II da Instituição, porém apenas a área do telhado apontado para o norte geográfico conforme destacado na Figura 1. A escolha se deve ao fato do local não possuir sombreamento na grande maioria da área, está próximo de uma grande centro de carga e de um quadro de distribuição e é um prédio com estrutura nova e possui telhado com inclinação de aproximadamente 15°. Este local possui capacidade para a instalação de 213 módulos fotovoltaicos dispostas em três fileiras com 50 cm entre os dois *shields* para facilitar os procedimentos de manutenção. Os módulos fotovoltaicos selecionados são do modelo CANADIAN CS6U-330P com potência nominal P_{stc} de 330 Wp, sendo que os 213 módulos do sistema totalizam uma potência instalada de 70,29 kWp. O módulo possui um N_{ot} de 43° e um γ de -0,41% (W/°C).

Como foi escolhida a distribuição Beta para modelar o perfil da irradiação solar, os valores da média e do desvio padrão da irradiação solar, de cada intervalo i , são utilizados para calcular os fatores de forma $\beta(i)$ e $\alpha(i)$ da distribuição de Beta, conforme mostrado em Fiorotti et al. (2019). Para cada um dos 288 intervalos de tempo é realizada uma simulação Monte Carlo com 20.000 iterações. A Figura 2 mostra a PDF da série histórica da irradiação solar no mês de janeiro às 15 horas e a PDF obtida com a simulação de Monte Carlo para o mesmo período.

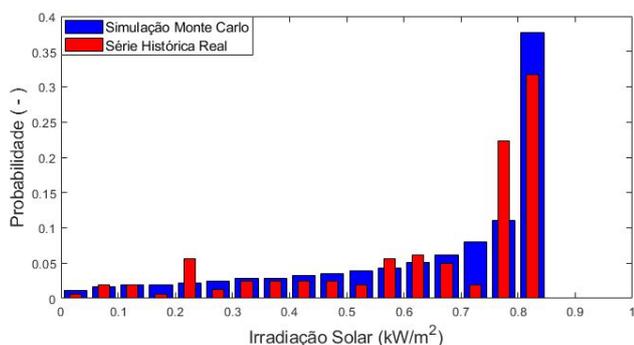


Figura 2. PDF da série histórica da irradiação solar em (Jan - 15 horas).

A Figura 2 mostra que a PDF obtida a partir da simulação de Monte Carlo segue a tendência da série histórica, apesar de uma pequena diferença entre ambas. Para cada um dos 20.000 números de irradiação solar gerados em um intervalo horário, a potência gerada 213 módulos instalados é calculada através das Equações (4) - (6). Logo, o resultado da simulação de Monte Carlo da geração solar para cada um dos 288 intervalos será uma PDF construída a partir dos 20.000 valores de potência gerada por todos os módulos fotovoltaicos juntos.

O valor de maior verossimilhança das 20.000 potências aleatórias obtidas de cada intervalo de tempo é definido pela Equação (7). Deste modo, as curvas de potência do gerador fotovoltaico considerando o módulo na posição horizontal e na posição inclinada de 15° (da instalação real) são mostradas na Figura 1.

Por meio da Figura 2, observa-se que a potência gerada ao longo do ano é ligeiramente maior quando os módulos são instalados com inclinação. Dessa forma, pode-se obter melhor rendimento na geração de energia produzida pelos módulos e por isso foi procurado um local com essas características na unidade consumidora.

Após determinar a capacidade de geração de energia elétrica da região para cada momento do ano, foi construída uma nova memória de massa da instalação, sendo o consumo líquido de energia elétrica da unidade consumidora depois da inserção dos módulos fotovoltaicos. Com base nesta nova memória de massa, pode-se determinar a energia de fora de ponta, a energia de ponta e a nova demanda máxima medida de cada mês. Sendo assim, contabilizou-se o novo custo monetário de cada uma das rubricas supracitadas da conta de energia e realizar a otimização da demanda contratada para esse novo perfil de consumo. A Tabela 7 mostra os custos anuais de energia considerando o sistema fotovoltaico proposto, com 213 módulos instalados a 15° de inclinação, considerando uma demanda contratada de 115 kW na modalidade TH Verde.

Tabela 7. Custo anual com energia elétrica após a inserção da Usina FV.

Rubrica	Custo com Usina	Custo Atual
CAP	R\$ 74.747,23	R\$ 74.482,59
CAFP	R\$ 60.082,81	R\$ 92.535,57
Demanda	R\$ 21.860,10	R\$ 27.506,97
ERE	R\$ 1.127,93	R\$ 1.127,93
Bandeira	R\$ 2.611,73	R\$ 3.448,08
Impostos	R\$ 73.295,03	R\$ 90.860,97
Total	R\$ 233.724,83	R\$ 289.962,11

A Tabela 7 mostra que é possível com a instalação dos geradores fotovoltaicos reduzir o valor total anual em aproximadamente R\$56.237,28. Foi estimado que o investimento total da usina, considerando os custos dos equipamentos, projeto e instalação, é de aproximadamente R\$ 300.000,00; tem que o payback simples desse investimento é em torno de 5,3 anos, TIR de 18,07% e VPL de R\$ 162.526,97.

4.4 Utilização de GMGD em horário de ponta

O estudo para determinar um GMGD, com capacidade suficiente para suprir as necessidades energéticas do IFES Campus São Mateus no horário de ponta, iniciou-se com

Tabela 8. Consumo de diesel dos geradores em função da potência.

Carregamento (%)	PERKINS 70TAG2 135kW			PERKINS 70TAG2 155,4 kW			VOLVO PENTA TAD732GE		
	Potência (kW)	Consumo (l/h)	Eficiência (kWh/l)	Potência (kW)	Consumo (l/h)	Eficiência (kWh/l)	Potência (kW)	Consumo (l/h)	Eficiência (kWh/l)
0	0	11,00	0,00	0,00	11,00	0,00	13,68	0,00	0,00
25	33,75	11,00	3,07	38,85	11,00	3,53	13,68	3,22	3,22
50	67,5	19,10	3,53	77,70	19,10	4,07	23,54	3,72	3,72
75	101,25	29,10	3,48	116,55	29,10	4,01	34,26	3,85	3,85
100	135	38,20	3,53	155,40	38,20	4,07	45,89	3,84	3,84
110	148,5	41,70	3,56	170,94	41,70	4,10			

uma busca em catálogos técnicos de geradores com capacidade nominal maior que 135 kW, visto que a demanda máxima registrada no posto horário de 126,84 kW. Dentre a grande quantidade de máquinas disponíveis, separou-se 3 modelos com as melhores eficiências. A Tabela 8 apresenta informações sobre o consumo de diesel do gerador em função da potência para os três equipamentos selecionados.

Os dados contidos na Tabela 8 foram utilizados para determinar os polinômios que descrevem o consumo de diesel do gerador em função da potência elétrica gerada com base no método dos mínimos quadrados, conforme mencionado na meta, a Tabela 9 expõe os polinômios característico de cada GMGD.

Tabela 9. Polinômio do consumo de diesel em função da potência elétrica gerada.

Gerador	Polinômio
PERKINS 135kW	$C(x) = 0,001 x^2 + 0,0693x + 9,795$
PERKINS 155,4 kW	$C(x) = 0,0008 x^2 + 0,0602x + 9,795$
VOLVO TAD732GE	$C(x) = 0,0009 x^2 + 0,0378x + 12,6493$

Para cada polinômio obtido, foi possível plotar uma curva correspondente ao polinômio e comparar com os dados do manual do fabricante. A Figura 3 ilustra a curva correspondente dos polinômios que descrevem o consumo de diesel do gerador GMG Perkins 70TAG2- 155,4 kW em função da potência gerada.

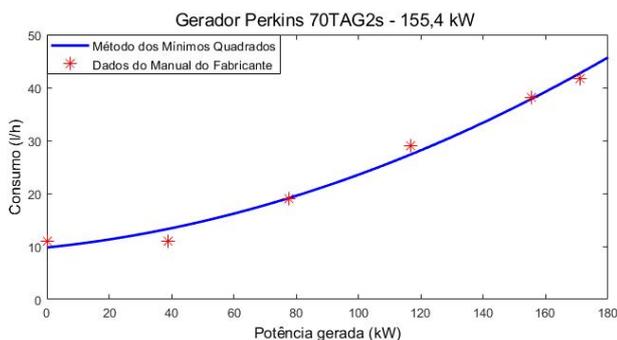


Figura 3. Curva do polinômio gerado para o GMGD Perkins 70TAG2- 155,4 kW.

Ao observar a Figura 3, pode-se verificar que a modelagem proposta neste trabalho gera uma curva de consumo de diesel dos geradores em função da potência gerada semelhante aos obtidos nos manuais do fabricante, visto que o coeficiente de determinação (R^2) entre as curvas foi 0,988. A partir dos dados da memória de massa da edificação e com os polinômios obtidos de cada gerador, tornou-se viável determinar o consumo de diesel que o GMGD irá consumir em cada momento do ano. Para facilitar a

análise, a Tabela 10 mostra o consumo e o custo anual de combustível que cada gerador a diesel para suprir a demanda de energia no campus no horário de ponta. Para o cálculo dos valores apresentados, foi utilizado um valor médio disponibilizado no site da ANP que é de R\$ 3,633/litro. Além do desembolso anual com combustível, para determinar o GMG mais indicado a ser instalado, também foram levantados os custos de aquisição do GMG, que engloba preço aquisição do maquinário, instalação e aquisição da cabine silenciadora, os quais estão mostrados na Tabela 10.

Tabela 10. Levantamento do consumo anual de combustível e aquisição de cada GMG.

Gerador	Consumo (litros)	Custo (R\$)	Aquisição da Máquina (R\$)
PERKINS 135kW	14.699,62	53.403,75	116.504,50
PERKINS 155,4 kW	13.343,40	48.476,59	120.368,00
VOLVO PENTA	14.843,36	53.925,93	133.173,00

Após finalizar a análise de viabilidade técnica, realizou-se o estudo de viabilidade econômica observando os parâmetros do TIR, VPL e *payback*. Para este estudo levou-se em consideração os custos de manutenção preventiva com valor anual estimada de R\$ 3.849,83 para os três geradores, com base em consulta de fornecedores. O resumo dos resultados desses parâmetros estão descritos na Tabela 11.

Tabela 11. Resultados do estudo de viabilidade econômica da implantação do GMGD.

Gerador	TIR	VPL	Payback
PERKINS 135kW	30,91%	R\$ 217.051,92	3,33 anos
PERKINS 155,4 kW	31,87%	R\$ 233.945,70	3,25 anos
VOLVO PENTA	25,91%	R\$ 178.506,65	3,92 anos

Sendo assim, observa-se que o GMG mais indicado para ser instalado no IFES Campus São Mateus é o da marca Perkins com potência de 155,4 kW por ter maior TIR (Taxa Interna de Retorno) e maior VPL (Valor Presente Líquido) e menor *payback*. A Tabela 12 mostra o valor total anual com energia considerando o cenário GMGD atendendo toda a demanda energética no horário de ponta.

Tabela 12. Custo anual com energia elétrica após a inserção do GMG no horário de ponta.

Rubrica	Custo com GMG	Custo Atual
CAP	R\$ 0,00	R\$ 74.482,59
CAFP	R\$ 92.535,57	R\$ 92.535,57
Demanda	R\$ 27.506,97	R\$ 25.970,40
ERE	R\$ 1.127,93	R\$ 1.127,93
Bandeira	R\$ 2.966,64	R\$ 3.448,08
Impostos	R\$ 55.905,03	R\$ 90.163,06
Total	R\$ 178.505,57	R\$ 287.727,63

Ao analisar a Tabela 12, verifica-se que Após a instalação do GMGD, o IFES Campus São Mateus reduziu o gasto anual de com a conta de energia elétrica de R\$ 287.727,63 para R\$ 178.505,57, ou seja, obteve uma redução de R\$ 109.222,06. Para o GMGD selecionado (PERKINS Gerador 155,4 kW), existe um gasto anual com combustível e manutenção, respectivamente, de R\$ 48.476,59 e R\$ 3.849,83. Desta forma, conclui-se que a medida sugerida gera uma economia anual de R\$ 56.895,64.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal o estudo de quatro medidas de gestão de energia para reduzir o valor gasto com tarifas de energia elétrica em uma edificação pública de fins educacionais, de modo a não prejudicar as atividades e manter o conforto dos usuários. Tais propostas dizem respeito a realização da otimização da demanda contratada, a alteração dos transformadores da subestação, a inserção de gerador fotovoltaico e a inserção de um GMGD para suprir a demanda de energia no horário de ponta.

As quatro medidas de gestão de energia propostas para reduzir o valor gasto com de energia elétrica pelo IFES foram consideradas economicamente viáveis. As medidas que tiveram os retornos financeiro mais rápido (*payback*) foram a otimização da demanda contratada junto à concessionária, que teve retorno imediato devido a não necessidade de investimentos, e a proposta para redução das perdas nos transformadores que teve retorno em torno de 11,2 meses. Entretanto, as medidas que tiveram os maiores retornos monetários absolutos foram inserção de gerador fotovoltaico e GMGD, com uma redução anual estimada respectivamente de R\$56.237,28 e R\$ 56.895,64.

Por fim, foi realizada uma análise econômica considerando as 4 medidas simultaneamente. Para realizar este cenário é necessário realizar um investimento total de R\$ 471.068,00 e se projeta uma redução anual de R\$129.225,35. Logo tal investimento possui um *payback* de 3 anos e 8 meses, uma TIR de 27,21% e um VPL de R\$ 571.909,32 e mostra ser um investimento tecnicamente e economicamente viável. Outrossim, a metodologia proposta nesse trabalho pode ser aplicada em qualquer unidade consumidora atendidos em média ou alta tensão (Classe A) gerando oportunidade de economia monetária e redução dos impactos ambientais das unidades consumidoras.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro e institucional do IFES e da Fundação de Apoio à Pesquisa do Espírito Santo – FAPES (projeto FAPES-2021-5N0G8).

REFERÊNCIAS

Abdelaziz, A., Hegazy, Y., El-Khattam, W., and Othman, M. (2015). Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 119, 34–44.

Aquila, G., de Oliveira Pinto Coelho, E., Bonatto, B.D., de Oliveira Pamplona, E., and Nakamura, W.T. (2021).

Perspective of uncertainty and risk from the cvar-lcoe approach: An analysis of the case of pv microgeneration in minas gerais, brazil. *Energy*, 226, 120327.

D'Agostino, D., Tzeiranaki, S.T., Zangheri, P., and Bertoldi, P. (2021). Assessing nearly zero energy buildings (nzebs) development in europe. *Energy Strategy Reviews*, 36, 100680.

de Souza Dutra, M.D., da Conceição Júnior, G., de Paula Ferreira, W., and Campos Chaves, M.R. (2020). A customized transition towards smart homes: A fast framework for economic analyses. *Applied Energy*, 262, 114549.

Fiorotti, R., Fardin, J., Encarnacao, L., and Donadel, C. (2019). A novel strategy for distribution network reinforcement planning considering the firm capacity of distributed generation units. *IEEE Latin America Transactions*, 17(04), 530–539.

Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D., and Castro, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon pv modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11), 1396–1408.

Lucon, O., Üрге-Vorsatz, D., Ahmed, A.Z., Akbari, H., Bertoldi, P., Cabeza, L.F., Eyre, N., Gadgil, A., Harvey, L.D., Jiang, Y., et al. (2014). Buildings, climate change 2014: Mitigation of climate change. contribution of working group iii to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. 671–738.

Masseroni, J. and Oliveira, C.M.d. (2012). Utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta. *Revista Modelos-FACOS/CNEC*, 2(2), 52–56.

Mohamed, F.A. and Koivo, H.N. (2010). System modelling and online optimal management of microgrid using mesh adaptive direct search. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 32(5), 398–407.

Osmani, K., Haddad, A., Lemenand, T., Castanier, B., and Ramadan, M. (2020). A review on maintenance strategies for pv systems. *Science of The Total Environment*, 746, 141753.

Pejovski, D., Najdenkoski, K., and Dgalovski, M. (2017). Impact of different harmonic loads on distribution transformers. *Procedia Engineering*, 202, 76–87. Special issue of the 4th International Colloquium "Transformer Research and Asset Management".

Ribeiro, V.R. and Ferreira dos Santos Cruz, A. (2018). Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação de grupo gerador. *Seminário Estudantil de Produção Acadêmica*, 16.

Sen, P.C. (2007). *Principles of electric machines and power electronics*. John Wiley & Sons.

Skoplaki, E. and Palyvos, J. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624.

Thorvaldsen, K.E., Korpås, M., Lindberg, K.B., and Farahmand, H. (2021). A stochastic operational planning model for a zero emission building with emission compensation. *Applied Energy*, 302, 117415.

Tomé, M.d.C. et al. (2014). Análise do impacto do chuveiro elétrico em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal.