



## **GESTÃO DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: ESTUDO DE CASO EM UMA EMPRESA DE SANEAMENTO**

### **Marcos Roberto de Araújo<sup>(1)</sup>**

Doutor (UFMG), mestre (UFMG) e bacharel (UniBH) em Engenharia Elétrica e bacharel em Engenharia de Controle e Automação (Una Uberlândia). Pós-graduado lato sensu em Gerenciamento de Projetos (FGV/Ohio University), Automação Industrial (PUC Minas) e Engenharia Elétrica - Eletrotécnica (Unopar). Atua como Professor Substituto e Pesquisador de Pós-Doutorado na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul. Atuou como Engenheiro Eletricista na Empresa de Saneamento de Mato Grosso do Sul.

### **Alexandre Santos Andrade Monteiro<sup>(2)</sup>**

Bacharel em Engenharia Elétrica (UFMS). Atua como Coordenador de Tecnologias em Abastecimento de Água na Empresa de Saneamento de Mato Grosso do Sul.

### **Elthon Santos Teixeira<sup>(3)</sup>**

Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade (UFMS) e bacharel em Engenharia Civil (Uniderp). Atua como Gerente de Desenvolvimento Operacional na Empresa de Saneamento de Mato Grosso do Sul.

### **Rafael Norberto Neves Baez<sup>(4)</sup>**

Estudante de Engenharia Elétrica na Universidade Anhanguera - Uniderp. Atuou como estagiário na Empresa de Saneamento de Mato Grosso do Sul.

### **Beatriz do Prado Costa<sup>(5)</sup>**

Estudante de Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul. Atuou como estagiária na Empresa de Saneamento de Mato Grosso do Sul.

**Endereço<sup>(1)</sup>:** Av. Costa e Silva - Bairro Universitário - Campo Grande - MS - CEP: 79070-900 - Brasil - Tel: +55 (67) 3345-7000 - Fax: +55 (67) 3345-7000 - e-mail: [marcosraraujo@hotmail.com](mailto:marcosraraujo@hotmail.com).

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia de gestão de energia e eficiência energética desenvolvida e implementada em uma empresa de saneamento brasileira. São detalhados os indicadores adotados e suas metodologias de cálculo, abrangendo ultrapassagem de demanda, excesso de demanda contratada, adequação de modalidade tarifária, baixo fator de potência, operação em horário de ponta, fator de carga e tarifa média. Demonstra-se um estudo de caso de impacto financeiro de alteração de regime operacional em que também é realizada a otimização da demanda contratada e a avaliação da modalidade tarifária mais econômica. Os resultados já alcançados evidenciam a assertividade e a viabilidade do projeto executado e das rotinas implementadas, as quais possibilitam a maximização da economia à medida que as rotinas operacionais das instalações são otimizadas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Demanda Contratada, Modalidade Tarifária, Regime Operacional.

## **INTRODUÇÃO**

O insumo energia representa um dos maiores gastos de empresas de saneamento. De acordo com o SNIS (2023), a energia elétrica correspondeu a 17,2% das despesas de exploração das empresas de saneamento brasileiras em 2021, ficando atrás apenas das despesas com pessoal próprio e serviços de terceiros, que corresponderam respectivamente a 35,8% e 20,1%. Tendo em conta as exigências do novo marco legal do saneamento — Lei nº 14.026/2020 — e a competitividade do mercado, investimentos em eficiência energética se tornaram fundamentais para a sobrevivência de tais empresas.

Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia desenvolvida para a gestão de energia e eficiência energética em uma empresa de saneamento brasileira, a qual possui mais de 600 unidades consumidoras (UCs) sob sua titularidade, sendo mais de 200 do Grupo A. Na empresa de estudo, realizavam-se ajustes contratuais de forma pontual, sem um monitoramento contínuo, de modo que alterações de regime operacional eventualmente acarretavam prejuízos financeiros significativos. Uma vez identificada tal necessidade,

desenvolveu-se um projeto visando à adequação, monitoramento contínuo e otimização dos contratos de energia, objetivando a redução dos gastos com tal insumo.

A priori, foram selecionados indicadores de eficiência energética, tendo como base GIZ Brasil (2021) e Ribeiro (2020), a fim de apuração, monitoramento e planejamento de ações com vistas à redução dos gastos da empresa de estudo com energia elétrica. A partir dos indicadores acordados, foram selecionados os de Ultrapassagem de Demanda e Excesso de Demanda Contratada para um levantamento inicial. Tal levantamento foi realizado, tendo sido constatadas oportunidades de ajustes de demanda contratada. Estimou-se, então, considerando ANEEL (2022a) e ANEEL (2022b), o resultado financeiro que seria obtido com suas efetivações, tendo tais oportunidades sido estratificadas e priorizadas. Formalizaram-se duas etapas de solicitações de ajustes, englobando aumento e redução de demanda contratada. Na primeira, foram realizados ajustes de 32 UCs e na segunda, de 13 Ucs.

Após a formalização das solicitações dos primeiros ajustes, foi concebida uma abordagem e metodologia de cálculo, baseada na literatura e adequada às especificidades da empresa de estudo, para a apuração dos indicadores de Operação em Horário de Ponta, Fator de Carga por posto tarifário e Adequação de Modalidade Tarifária. Para a avaliação da modalidade tarifária mais adequada, foram admitidos cenários de demanda ideal, demanda contratada e demanda ajustada. A concepção de tal metodologia culminou em uma rotina computacional por meio da qual foram feitas otimizações de demanda contratada e seleção de modalidade tarifária mais econômica para todas as UCs da empresa de estudo enquadradas no Grupo A, resultando, a princípio, em mais 45 ajustes de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). A partir da metodologia supracitada, pode-se realizar também estimativas de impacto financeiro de alteração do regime operacional de instalações.

Passou-se, então, a ser realizado um monitoramento geral e contínuo dos indicadores supracitados para as instalações da empresa de estudo, sendo emitidos mensalmente às partes interessadas relatórios em que constam os valores computados para ultrapassagem de demanda, excesso de demanda contratada, multas por ultrapassagem de demanda, multas por baixo fator de potência, adequação de modalidade tarifária, operação em horário de ponta, fator de carga por posto tarifário, custo, consumo e tarifa média.

Destarte, realizou-se uma adequação dos contratos de energia aos regimes de operação correntes, ao passo que se implementam iniciativas como a redução da operação em horário de ponta, explorando a capacidade de reservatórios priorizando processos mais econômicos, de modo a não comprometer a qualidade do serviço prestado. Com o monitoramento contínuo, à medida que otimizações de regime operacional indicarem viabilidade de alteração, não havendo restrições contratuais, novos ajustes serão disparados, minimizando eventuais prejuízos financeiros.

## **METODOLOGIA DE CÁLCULO DE INDICADORES**

### **• Ultrapassagem de Demanda e Excesso de Demanda Contratada**

Para a apuração dos indicadores de Ultrapassagem de Demanda e Excesso de Demanda Contratada, calcula-se a princípio o desvio de demanda (*DesvDem*), obtido pela razão da diferença entre a demanda medida (*DemMed*) e a demanda contratada (*DemContr*) pela demanda contratada, de acordo com a equação (1):

$$DesvDem = \frac{DemMed - DemContr}{DemContr} \quad \text{equação (1)}$$

Tal cálculo é efetuado tanto para o posto tarifário ponta (P) quanto para o fora de ponta (FP) no caso de UCs enquadradas na modalidade tarifária azul. A ultrapassagem de demanda é caracterizada quando de desvios positivos maiores que 5%. Já o excesso de demanda contratada é caracterizado, por convenção, quando de desvios negativos com módulo maior que 10%.

Calculam-se, a fim de controle, os percentuais de faturas com multas por ultrapassagem e com excesso de demanda contratada, dados pela razão do total de ocorrências em cada caso pelo total de UCs avaliadas no mês de referência.

Nas avaliações para a determinação de ajustes, são ponderados também os módulos das diferenças entre as demandas medidas e as demandas contratadas, tendo em vista que para valores muito altos de demanda contratada, uma análise puramente percentual poderia ocultar oportunidades de economia significativas.

#### • Adequação de Modalidade Tarifária

Para a seleção da modalidade tarifária mais econômica, são estimados para os últimos 24 meses os custos de demanda e consumo nas tarifas azul, verde e convencional admitindo três cenários: Demanda Ideal, Demanda Contratada e Demanda Ajustada. Um ajuste ótimo possibilita um custo no cenário de Demanda Ajustada próximo àquele do de Demanda Ideal, sendo mais vantajoso economicamente que o de Demanda Contratada — o qual é o custo corrente.

São disponibilizados pelas concessionárias de energia dados de medições de demanda e consumo nos postos ponta e fora de ponta para as UCs do Grupo A enquadradas tanto na tarifa azul quanto na verde. O custo da energia no horário de ponta na tarifa verde é aproximadamente cinco vezes mais caro que na azul. Contudo, na tarifa azul são cobradas duas demandas, sendo a do posto ponta aproximadamente três vezes mais cara que a demanda única da tarifa verde. A tarifa de ultrapassagem de demanda corresponde a aproximadamente duas vezes a tarifa de demanda. Para os casos avaliados, as multas são cobradas quando a demanda de ultrapassagem é maior do que 5% da demanda contratada. Se a demanda medida for menor que a demanda contratada, a demanda faturada é igual à demanda contratada. Deve ser contratado um mínimo de 30 kW em pelo menos um posto tarifário. A tarifa convencional monômnia está disponível para UCs do Grupo A, como B optantes, que possuem transformadores de até 112,5 kVA somente. A taxa mínima no caso de B optante é equivalente a 100 kWh/mês.

O custo na tarifa azul ( $R\$_{Azul}$ ) é estimado pela soma dos produtos do consumo no posto ponta ( $kWh_p$ ) pela soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) consumo e da Tarifa de Energia (TE) do posto ponta, do consumo no posto fora de ponta ( $kWh_{FP}$ ) pela soma da TUSD consumo e da TE do posto fora de ponta, da demanda faturada no posto ponta ( $kW_p$ ) pela TUSD demanda no posto ponta, da eventual demanda de ultrapassagem no posto ponta ( $kW_{Ultrapp}$ ) pela TUSD ultrapassagem no posto ponta, da demanda faturada no posto fora de ponta ( $kW_{FP}$ ) pela TUSD demanda no posto fora de ponta e da eventual demanda de ultrapassagem no posto fora de ponta ( $kW_{UltrappFP}$ ) pela TUSD ultrapassagem no posto fora de ponta, de acordo com a equação (2):

$$R\$_{Azul} = kWh_p(TUSD_{ConsP} + TE_p) + kWh_{FP}(TUSD_{ConsFP} + TE_{FP}) + kW_p TUSD_{DemP} + kW_{Ultrapp} TUSD_{Ultrapp} + kW_{FP} TUSD_{DemFP} + kW_{UltrappFP} TUSD_{UltrappFP} \quad \text{equação (2)}$$

Já para a estimativa do custo na tarifa verde ( $R\$_{Verde}$ ), admite-se uma demanda única (kW), faturada a partir do maior valor medido entre os postos ponta e fora de ponta, conforme a equação (3):

$$R\$_{Verde} = kWh_p(TUSD_{ConsP} + TE_p) + kWh_{FP}(TUSD_{ConsFP} + TE_{FP}) + kW TUSD_{Dem} + kW_{Ultrapp} TUSD_{Ultrapp} \quad \text{equação (3)}$$

A estimativa do custo na tarifa convencional é dada pelo produto do consumo (kWh) pela soma da TUSD consumo e da TE, segundo a equação (4):

$$R\$_{Convencional} = kWh(TUSD_{Cons} + TE) \quad \text{equação (4)}$$

Consideram-se em todas as estimativas de custo valores de TUSD e TE com tributos, ou seja, após a incidência de PIS, COFINS e ICMS.

No caso de a UC estar enquadrada na modalidade verde, para a estimativa do custo na modalidade azul, considera-se como demanda contratada no posto ponta o mesmo valor da demanda única contratada.

Para o custo no cenário de demanda ideal, desprezam-se multas por ultrapassagem, excesso e mínimo de demanda contratada, isto é, multiplicam-se as demandas medidas pelas tarifas de demanda, somente. Trata-se de um cenário improvável, o qual é calculado com o intuito de se avaliar a maior economia possível em condições idealmente correspondentes ao regime operacional da instalação.

O custo no cenário de demanda contratada equivale ao faturado pela concessionária relativo apenas a consumo e demanda, de acordo com (2), (3) e (4).

Já para o custo no cenário de demanda ajustada, é admitido como valor de demanda contratada o valor proposto para o ajuste de CUSD, obtido pela otimização da demanda, em que é maximizada a economia anual em função da demanda contratada — tendo como base o último ciclo de 12 meses. Tal otimização é efetuada tanto para o posto ponta como para o fora de ponta, atendendo às restrições da ANEEL (2021). Peculiaridades da instalação e sazonalidade também são consideradas. Assim, esperam-se algumas ultrapassagens de demanda para algumas instalações, desde que, mesmo com elas, a economia anual demonstre viabilidade de ajuste.

A definição da modalidade tarifária mais adequada é realizada a partir da comparação dos custos dos últimos 12 meses no cenário de demanda ajustada, entre azul, verde e eventualmente convencional, tendo como referência os cenários de demanda ideal e contratada — atual. A estimativa do potencial de economia com o ajuste é feita pela média algébrica das diferenças entre os custos estimados com o ajuste e os custos com o contrato corrente.

O indicador de Adequação de Modalidade Tarifária é calculado pela razão do total de UCs com modalidade mais vantajosa economicamente, comparando-se os custos no cenário de demanda contratada, pelo total de UCs avaliadas no mês de referência.

- **Baixo Fator de Potência**

Para a apuração das instalações com baixo fator de potência — menor que 0,92 —, são totalizados mensalmente os gastos com energia reativa excedente e demanda de potência reativa excedente nos postos ponta e fora de ponta, sendo priorizadas para correção de fator de potência as instalações em que o total de multas ultrapassar 2% do valor total da fatura ou um limiar financeiro estabelecido.

O dimensionamento de bancos de capacitores é realizado a partir de relatório analítico de demanda disponibilizado pela concessionária de energia mediante o pagamento de uma taxa, por referência, estabelecida em ANEEL (2021). A priori, multiplicam-se os dados das medições de potências pela constante K do medidor e por eventuais perdas por transformação (\*1,025). O fator de potência atual é então calculado para cada medição a partir dos valores obtidos, ademais da potência reativa trifásica necessária para o alcance de um fator de potência estabelecido —  $0,92 \leq FP \leq 1$ . Especificam-se os bancos de capacitores trifásicos pelo valor comercial de potência reativa imediatamente superior ao da diferença entre a potência reativa medida e a necessária calculada, observando a não ocorrência de multas durante o segmento indutivo e o estabelecimento de estratégia de acionamento para a não ocorrência também no segmento capacitivo.

As multas somente são aplicadas em casos de baixo fator de potência indutivo no segmento indutivo ou baixo fator de potência capacitivo no segmento capacitivo. Usualmente, sendo o acionamento dos bancos de capacitores dimensionados concomitante ao das motobombas das instalações, não há incidência de multas em qualquer dos segmentos, indutivo ou capacitivo.

- **Operação em Horário de Ponta**

Para a determinação do indicador de Operação em Horário de Ponta (OperaçãoPonta), adotou-se uma abordagem prática que permitiu uma apuração geral com precisão satisfatória. Calcula-se tal indicador pela razão da média do consumo no horário de ponta, dada pelo consumo no horário de ponta ( $Cons_{Ponta}$ ) dividido pelo total de horas de horário de ponta no mês de referência ( $h_{Ponta}$ ), pela média do consumo no horário fora de ponta, dada pelo consumo no horário fora de ponta ( $Cons_{FPonta}$ ) dividido pelo total de horas de horário fora de ponta no mês de referência ( $h_{FPonta}$ ), de acordo com a equação (5):

$$OperaçãoPonta = \frac{\frac{Cons_{Ponta}}{h_{Ponta}}}{\frac{Cons_{FPonta}}{h_{FPonta}}} \quad \text{equação (5)}$$

Apesar de os ciclos de faturamento das UCs serem diversos, assumiu-se para a contabilização das horas de ponta e fora de ponta o total respectivo de horas no mês de referência, por simplificação.

É desejável a obtenção de resultados com valores mais próximos do nulo. A partir da relação entre as médias de consumo nos postos ponta e fora de ponta, pode-se identificar instalações em que há uma operação significativa ou contínua no horário de ponta, o que pode servir de base para a elaboração de estratégias de operação explorando a capacidade dos sistemas visando à eficiência energética.

- **Fator de Carga**

O indicador de Fator de Carga (FatorCarga) por posto tarifário é determinado a partir das mesmas premissas práticas que o de Operação em Horário de Ponta. A precisão obtida nos resultados é também satisfatória. O cálculo se dá pela razão do consumo (Cons) por posto tarifário pelo produto da demanda medida (DemMed) por posto tarifário pelo total de horas (h) por posto tarifário no mês de referência, conforme a equação (6):

$$FatorCarga_{Posto} = \frac{Cons_{Posto}}{DemMed_{Posto} \cdot h_{Posto}} \quad \text{equação (6)}$$

Deseja-se a obtenção de resultados com valores mais próximos do unitário. A apuração do fator de carga possibilita a identificação de processos em que ocorrem picos de demanda muito superiores à demanda média. Dessa forma, pode-se atuar para que seja mantida uma curva de demanda mais uniforme, com uma demanda média mais próxima da demanda máxima — que é a demanda faturada.

- **Tarifa Média**

A tarifa média é obtida pela razão da soma dos valores cobrados nas faturas pela soma dos consumos medidos no mês de referência. Tal cálculo passou a ser estratificado por localidade, ADM, água — subestratificada em estação elevatória de água, escritório, estação de tratamento de água, poços e reservação — e esgoto, ademais de modalidade tarifária.

Por meio da tarifa média, é possível inclusive identificar instalações em que há cobranças de multas expressivas ou contratos de energia inadequados, uma vez que as multas majoram o numerador da equação — custo —, sendo o denominador — consumo — mantido constante, o que resulta em valores mais disparentes.

## ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso demonstra uma análise de impacto financeiro de uma alteração de regime operacional temporária, causada por um defeito em um equipamento, realizada a partir da metodologia desenvolvida. Demonstra-se também a otimização da demanda contratada e a avaliação da modalidade tarifária mais vantajosa para a mesma UC de estudo. Tal análise serviu de base para tomada de decisão quanto à priorização da efetivação da manutenção em tal equipamento, tendo em vista seu custo.

A UC de estudo engloba os processos Poço-001, Poço-002, EAT-001 e EAT-002, estando enquadrada na modalidade verde com demanda única contratada de 490 kW. Assumiram-se como premissas, as quais foram estabelecidas pela equipe local, que o Poço-002, a EAT-001 e a EAT-002 operariam ininterruptamente, enquanto o Poço-001 operaria durante 10 horas por dia somente no posto fora de ponta. A Tabela 1 detalha as horas de operação estimadas para o mês de estudo em cada posto tarifário, ademais da potência demandada por cada processo.

Na Tabela 2 são mostrados os consumos estimados para o mês de estudo a partir da Tabela 1, considerando o novo regime operacional, além dos dados de medição de consumo e demanda dos 24 meses imediatamente anteriores ao mês de estudo, como base para a otimização da demanda contratada e para a avaliação da modalidade tarifária mais econômica. No que concerne à demanda, foram mantidos para o mês de estudo os mesmos valores registrados no mês imediatamente anterior. Ao analisar a Tabela 2, verifica-se que não houve registro de demanda medida no mês de setembro de 2022, ao passo que o consumo foi registrado regularmente em ambos os postos tarifários.

**Tabela 1 - Dados do regime operacional temporário**

Processo	Horas P (h)	Horas FP (h)	Potência (kW)
Poço-001	0	310	9
Poço-002	66	678	337
EAT-001	66	678	66
EAT-002	66	678	26

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 2 - Dados de medições de consumo e demanda**

Referência	Cons. P (kWh)	Cons. FP (kWh)	Dem. Med. P (kW)	Dem. Med. FP (kW)
12/2020	6480	239040	173	533
01/2021	5040	213120	130	518
02/2021	5040	190800	122	490
03/2021	7200	241200	151	511
04/2021	6480	244800	518	518
05/2021	8640	250560	173	533
06/2021	7920	264240	497	554
07/2021	5040	275760	461	511
08/2021	5760	273600	144	511
09/2021	6480	267120	137	504
10/2021	7200	251280	497	511
11/2021	5760	241200	130	497
12/2021	7200	240480	454	497
01/2022	10089	264889	482	485
02/2022	24641	248794	460	467
03/2022	27488	271819	462	462
04/2022	10727	262926	460	511
05/2022	8368	215998	511	511
06/2022	7171	228203	472	516
07/2022	12625	280880	517	520
08/2022	32280	259101	518	521
09/2022	13336	252724	0	0
10/2022	5372	226768	481	516
11/2022	11681	231139	504	516
Estimado	28314	293652	504	516

Fonte: elaboração própria.

As Tabelas 3 e 4 exibem para as faturas referentes ao período de 12/2021 a 11/2022 análises de sensibilidade dos custos das demandas faturadas nos postos ponta e fora de ponta, de modo respectivo, variando a demanda contratada por posto tarifário, a fim de ilustrar o processo de otimização. Os cálculos foram efetuados a partir da metodologia descrita a priori tendo como base as medições expostas na Tabela 2. Uma abordagem alternativa seria a utilização da ferramenta Solver do MS Excel ou de outro algoritmo de otimização no software MATLAB, por exemplo. Constata-se na Tabela 3 um custo anual mínimo de R\$721.808,00 para a demanda contratada de 494 kW no posto ponta. Já na Tabela 4, atesta-se um custo anual mínimo de R\$ 258.666,00 para a demanda contratada de 497 kW no posto fora de ponta. Os valores totalizados foram arredondados.

**Tabela 3 - Otimização de demanda contratada para o posto tarifário ponta**

Referência	489 kW (R\$)	490 kW (R\$)	491 kW (R\$)	492 kW (R\$)	493 kW (R\$)	494 kW (R\$)	495 kW (R\$)	496 kW (R\$)	497 kW (R\$)	498 kW (R\$)	499 kW (R\$)
12/2021	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
01/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
02/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
03/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
04/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
05/2022	56830	56830	56830	56830	56830	<b>56830</b>	56830	56830	56830	56830	56830
06/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
07/2022	63744	63515	63286	63057	57405	<b>57405</b>	57405	57405	57405	57405	57405
08/2022	64333	64103	63874	63645	63416	<b>57597</b>	57597	57597	57597	57597	57597
09/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
10/2022	54331	54442	54553	54664	54775	<b>54886</b>	54998	55109	55220	55331	55442
11/2022	55998	55998	55998	55998	55998	<b>55998</b>	55998	55998	55998	55998	55998
<b>Total</b>	<b>729882</b>	<b>730424</b>	<b>730966</b>	<b>731508</b>	<b>726627</b>	<b>721808</b>	<b>722808</b>	<b>723808</b>	<b>724808</b>	<b>725808</b>	<b>726808</b>

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 4 - Otimização de demanda contratada para o posto tarifário fora de ponta**

Referência	492 kW (R\$)	493 kW (R\$)	494 kW (R\$)	495 kW (R\$)	496 kW (R\$)	497 kW (R\$)	498 kW (R\$)	499 kW (R\$)	500 kW (R\$)	501 kW (R\$)	502 kW (R\$)
12/2021	19491	19491	19491	19491	19491	<b>19499</b>	19538	19578	19617	19656	19695
01/2022	19303	19342	19381	19421	19460	<b>19499</b>	19538	19578	19617	19656	19695
02/2022	19303	19342	19381	19421	19460	<b>19499</b>	19538	19578	19617	19656	19695
03/2022	19303	19342	19381	19421	19460	<b>19499</b>	19538	19578	19617	19656	19695
04/2022	20068	20068	20068	20068	20068	<b>20068</b>	20068	20068	20068	20068	20068
05/2022	20068	20068	20068	20068	20068	<b>20068</b>	20068	20068	20068	20068	20068
06/2022	20237	20237	20237	20237	20237	<b>20237</b>	20237	20237	20237	20237	20237
07/2022	22682	22601	22520	22440	20407	<b>20407</b>	20407	20407	20407	20407	20407
08/2022	22786	22705	22624	22543	22462	<b>20440</b>	20440	20440	20440	20440	20440
09/2022	19303	19342	19381	19421	19460	<b>19499</b>	19538	19578	19617	19656	19695
10/2022	20226	20226	20226	20226	20226	<b>20226</b>	20226	20226	20226	20226	20226
11/2022	20226	20226	20226	20226	20226	<b>20226</b>	20226	20226	20226	20226	20226
<b>Total</b>	<b>262486</b>	<b>262481</b>	<b>262477</b>	<b>262472</b>	<b>260515</b>	<b>258666</b>	<b>258901</b>	<b>259137</b>	<b>259372</b>	<b>259608</b>	<b>259843</b>

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 5 mostra para cada mês de referência a diferença em kW entre as demandas medidas e as analisadas — otimizada de 494 kW para o posto ponta, contratada de 490 kW e otimizada de 497 kW para o posto fora de ponta —, o desvio de demanda percentual das demandas medidas em relação às analisadas, o custo da demanda faturada com cada demanda analisada e a diferença entre o custo da demanda otimizada para o posto fora de ponta de 497 kW e o da demanda única contratada de 490 kW. Desse modo, apenas com o ajuste de demanda única contratada, mantendo-se a modalidade tarifária verde, seria possível auferir uma economia mensal média de aproximadamente R\$837,67. Considerando somente o mês 11/2022, percebe-se um potencial de economia mensal de aproximadamente R\$2.064,00, por se evitar o pagamento de multa por ultrapassagem.

**Tabela 5 - Análise de otimização de demanda contratada**

Referência	Ponta			Fora de ponta/Única						
	Dif. 494 kW (kW)	Desvio 494 kW (%)	Custo 494 kW (R\$)	Dif. 490 kW (kW)	Desvio 490 kW (%)	Custo 490 kW (R\$)	Dif. 497 kW (kW)	Desvio 497 kW (%)	Custo 497 kW (R\$)	Dif. Custo (R\$)
12/2021	-40,40	-8,18	54886	6,80	1,39	19491	-0,20	-0,04	19499	8
01/2022	-11,89	-2,41	54886	-5,30	-1,08	19225	-12,30	-2,47	19499	275
02/2022	-34,35	-6,95	54886	-23,44	-4,78	19225	-30,44	-6,12	19499	275
03/2022	-31,76	-6,43	54886	-27,76	-5,67	19225	-34,76	-6,99	19499	275
04/2022	-34,35	-6,95	54886	21,49	4,39	20068	14,49	2,92	20068	0
05/2022	17,49	3,54	56830	21,49	4,39	20068	14,49	2,92	20068	0
06/2022	-22,26	-4,51	54886	25,81	5,27	22325	18,81	3,78	20237	-2088
07/2022	22,67	4,59	57405	30,13	6,15	22844	23,13	4,65	20407	-2437
08/2022	24,40	4,94	57597	30,99	6,32	22947	23,99	4,83	20440	-2507
09/2022	X	X	54886	X	X	19225	X	X	19499	275
10/2022	-13,04	-2,64	54886	25,52	5,21	22290	18,52	3,73	20226	-2064
11/2022	10,00	2,02	55998	25,52	5,21	22290	18,52	3,73	20226	-2064

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 6 expõe o impacto do novo regime operacional nos indicadores de Operação em Horário de Ponta e Fator de Carga por posto tarifário. É notável a intensificação da operação em horário de ponta, de modo que o respectivo indicador passa de 0,56 em 11/2022 para 1,06 em regime temporário. Percebe-se também o reflexo da utilização mais contínua da demanda no fator de carga, principalmente no posto ponta, o qual passou de 0,39 em 11/2022 para 0,94 no temporário.

Admitindo-se um histórico de 24 meses ademais do mês de estudo, nas Tabelas 7, 8 e 9 são apresentados os custos estimados nas tarifas azul e verde para os cenários de demanda ideal, demanda contratada e demanda ajustada, de modo respectivo, com destaque em cada cenário para: modalidade mais vantajosa economicamente, adequação da modalidade contratada e diferença de custo entre as tarifas azul e verde. Já a Tabela 10 exibe uma comparação entre os resultados obtidos nos três cenários tarifários supracitados para o mês de estudo e o imediatamente anterior — 11/2022 —, sendo a diferença de custo computada entre a tarifa azul ajustada e a verde contratada.

Dessarte, com a alteração do regime de operação, a modalidade tarifária mais adequada passaria a ser a azul, de modo que um ajuste otimizado de CUSD possibilitaria uma economia mensal estimada em aproximadamente R\$22.274,00. Contudo, por se tratar de um regime temporário, a migração tarifária poderia não ser viável, já que em regime ordinário a modalidade mais vantajosa seria de fato a verde.

De todo modo, estimou-se para tal alteração de rotina operacional um impacto financeiro de aproximadamente R\$85.075,92 por mês, o que equivaleria a aproximadamente R\$2.744,38 por dia — já que o custo estimado na modalidade verde contratada foi de R\$169.907,81 no mês anterior e de R\$254.983,73 com a alteração supracitada.

Por fim, na Tabela 11 é apresentado um comparativo entre os valores previstos e aqueles que foram realizados efetivamente no mês subsequente, o qual atesta a assertividade da metodologia desenvolvida.

## RESULTADOS OBTIDOS

A Tabela 12 expõe a economia alcançada pela empresa de estudo com os primeiros ajustes de CUSD efetivados, abrangendo o período de seis meses a partir da primeira efetivação, que se deu em 10/2022.

**Tabela 6 - Indicadores de regime operacional**

Referência	Cons <sub>p/h<sub>p</sub></sub>	Cons <sub>FP/h<sub>FP</sub></sub>	Operação Ponta	Fator Carga <sub>p</sub>	Fator Carga <sub>FP</sub>
12/2020	108,00	349,47	0,31	0,63	0,66
01/2021	84,00	311,58	0,27	0,65	0,60
02/2021	88,42	310,24	0,29	0,72	0,63
03/2021	104,35	357,33	0,29	0,69	0,70
04/2021	108,00	370,91	0,29	0,21	0,72
05/2021	137,14	367,93	0,37	0,79	0,69
06/2021	125,71	402,19	0,31	0,25	0,73
07/2021	76,36	406,73	0,19	0,17	0,80
08/2021	87,27	403,54	0,22	0,61	0,79
09/2021	102,86	406,58	0,25	0,75	0,81
10/2021	120,00	367,37	0,33	0,24	0,72
11/2021	96,00	365,45	0,26	0,74	0,74
12/2021	104,35	356,27	0,29	0,23	0,72
01/2022	160,14	388,97	0,41	0,33	0,80
02/2022	410,68	406,53	1,01	0,89	0,87
03/2022	416,49	400,91	1,04	0,90	0,87
04/2022	188,19	396,57	0,47	0,41	0,78
05/2022	126,79	318,58	0,40	0,25	0,62
06/2022	113,83	347,34	0,33	0,24	0,67
07/2022	200,39	412,45	0,49	0,39	0,79
08/2022	467,83	384,42	1,22	0,90	0,74
09/2022	211,68	384,66	0,55	X	X
10/2022	89,53	331,53	0,27	0,19	0,64
11/2022	194,69	350,21	0,56	0,39	0,68
Estimado	471,90	444,93	1,06	0,94	0,86

Fonte: elaboração própria.

Em novembro de 2022, com a efetivação de oito ajustes, todos referentes a aumento de demanda contratada, foi auferida uma economia de R\$57.839,78. Já em dezembro de 2022 e em janeiro de 2023, com 17 e 42 ajustes efetivados, de modo respectivo, englobando aumento e redução de demanda, a empresa de estudo economizou mais R\$44.007,29 e R\$107.513,96. Finalmente, em fevereiro e março de 2023, com 53 e 61 ajustes efetivados, respectivamente, compreendendo aumento de demanda, redução de demanda e migração tarifária, foi economizado mais R\$58.756,32 e R\$ 77.273,11.

## CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia de gestão de energia e eficiência energética desenvolvida e implementada em uma empresa de saneamento brasileira para monitoramento geral e contínuo de contratos de energia. A assertividade da metodologia desenvolvida foi evidenciada pelo estudo de caso demonstrado. Verificou-se uma economia realizada de R\$344.890,54 em seis meses, o que equivale a uma economia mensal média de R\$57.481,76, a qual tende a ser majorada à medida que novos ajustes passarem a vigorar, mas que já atesta uma alta viabilidade do projeto de gestão de energia.

**Tabela 7 - Análise de cenários tarifários com demanda ideal**

Referência	Azul Id. (R\$)	Verde Id. (R\$)	Melhor Id. (R\$)	Adequada Id.?	Diferença Id. (R\$)
12/2020	156557	154799	Verde	Sim	1758
01/2021	138078	137244	Verde	Sim	834
02/2021	125674	125639	Verde	Sim	34
03/2021	154798	157378	Azul	Não	-2580
04/2021	197093	156937	Verde	Sim	40156
05/2021	163388	167443	Azul	Não	-4055
06/2021	206179	172298	Verde	Sim	33881
07/2021	203990	166358	Verde	Sim	37633
08/2021	168253	167757	Verde	Sim	496
09/2021	164605	166846	Azul	Não	-2242
10/2021	197927	162108	Verde	Sim	35819
11/2021	150883	151987	Azul	Não	-1104
12/2021	187494	156475	Verde	Sim	31019
01/2022	203547	177136	Verde	Sim	26411
02/2022	202387	217638	Azul	Não	-15252
03/2022	215189	237816	Azul	Não	-22627
04/2022	201602	179403	Verde	Sim	22199
05/2022	183784	149477	Verde	Sim	34306
06/2022	184475	151363	Verde	Sim	33111
07/2022	217954	194528	Verde	Sim	23426
08/2022	220926	250211	Azul	Não	-29285
09/2022	X	X	X	X	X
10/2022	183627	144648	Verde	Sim	38979
11/2022	192401	167843	Verde	Sim	24557
Estimado	232709	252919	Azul	Não	-20210

Fonte: elaboração própria.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ANEEL. Resolução Homologatória nº 3.021, de 12 de abril de 2022. Brasília, 2022a.
2. ANEEL. Resolução Homologatória nº 3.100, de 23 de agosto de 2022. Brasília, 2022b.
3. ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Brasília, 2021.
4. RIBEIRO, E. K. B. Fornecimento de Energia Elétrica. Notas de Aula. Belo Horizonte, 2020.
5. GIZ BRASIL. Propostas para Abordar a Eficiência Energética em Normas de Referência Nacionais de Saneamento. Brasília, 2021.
6. SNIS. Diagnóstico Temático - Serviços de Água e Esgoto - Gestão Administrativa e Financeira: ano de referência 2021. Brasília, 2023.



**Tabela 8 - Análise de cenários tarifários com demanda contratada**

<b>Referência</b>	<b>Azul Contr. (R\$)</b>	<b>Verde Contr. (R\$)</b>	<b>Melhor Contr. (R\$)</b>	<b>Adequada Contr.?</b>	<b>Diferença Contr. (R\$)</b>
12/2020	195262	158261	Verde	Sim	37001
01/2021	180418	139541	Verde	Sim	40877
02/2021	166532	125655	Verde	Sim	40877
03/2021	192441	157378	Verde	Sim	35063
04/2021	205897	159234	Verde	Sim	46662
05/2021	202093	170906	Verde	Sim	31187
06/2021	211388	177507	Verde	Sim	33881
07/2021	207235	166358	Verde	Sim	40877
08/2021	206696	167757	Verde	Sim	38939
09/2021	203847	166846	Verde	Sim	37001
10/2021	197927	162108	Verde	Sim	35819
11/2021	190926	151987	Verde	Sim	38939
12/2021	191538	156475	Verde	Sim	35063
01/2022	204632	177344	Verde	Sim	27288
02/2022	206679	218558	Azul	Não	-11880
03/2022	219362	238905	Azul	Não	-19543
04/2022	204974	179403	Verde	Sim	25571
05/2022	183784	149477	Verde	Sim	34306
06/2022	188591	153451	Verde	Sim	35140
07/2022	226501	196965	Verde	Sim	29536
08/2022	229939	252717	Azul	Não	-22779
09/2022	201065	182516	Verde	Sim	18549
10/2022	186696	146713	Verde	Sim	39983
11/2022	194465	169908	Verde	Sim	24557
Estimado	234774	254984	Azul	Não	-20210

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 9 - Análise de cenários tarifários com demanda ajustada**

Referência	Azul Aj. (R\$)	Verde Aj. (R\$)	Melhor Aj. (R\$)	Adequada Aj.?	Diferença Aj. (R\$)
12/2020	195140	157695	Verde	Sim	37445
01/2021	178565	137244	Verde	Sim	41321
02/2021	167251	125930	Verde	Sim	41321
03/2021	192885	157378	Verde	Sim	35508
04/2021	197093	156937	Verde	Sim	40156
05/2021	201971	170339	Verde	Sim	31632
06/2021	210822	176941	Verde	Sim	33881
07/2021	207679	166358	Verde	Sim	41321
08/2021	207140	167757	Verde	Sim	39383
09/2021	204292	166846	Verde	Sim	37445
10/2021	197927	162108	Verde	Sim	35819
11/2021	191378	151995	Verde	Sim	39383
12/2021	191990	156483	Verde	Sim	35508
01/2022	205351	177618	Verde	Sim	27732
02/2022	207398	218833	Azul	Não	-11435
03/2022	220081	239179	Azul	Não	-19098
04/2022	205419	179403	Verde	Sim	26016
05/2022	183784	149477	Verde	Sim	34306
06/2022	186948	151363	Verde	Sim	35585
07/2022	217954	194528	Verde	Sim	23426
08/2022	220926	250211	Azul	Não	-29285
09/2022	201784	182791	Verde	Sim	18993
10/2022	185076	144648	Verde	Sim	40428
11/2022	192401	167843	Verde	Sim	24557
Estimado	232709	252919	Azul	Não	-20210

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 10 - Comparação de cenários tarifários**

Referência	Azul Ót. (R\$)	Verde Ót. (R\$)	Azul Contr. (R\$)	Verde Contr. (R\$)	Azul Aj. (R\$)	Verde Aj. (R\$)	Melhor Aj.	Dif. Aj. (R\$)
11/2022	192401	167843	194465	169908	192401	167843	Verde	22493
Estimado	232709	252919	234774	254984	232709	252919	Azul	-22274

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 11 - Comparativo entre estimado e realizado**

Parâmetro	Previsto 12/2022	Realizado 12/2022
Cons. P (kWh)	28.314	28.354
Cons. FP (kWh)	293.652	290.447
Custo (R\$)	254.984	250.586

Fonte: elaboração própria.



**Tabela 12 - Resultados financeiros auferidos**

<b>Mês Referência</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Economia (R\$)</b>
03/2023	61	77.273,11
02/2023	53	58.756,32
01/2023	42	107.513,96
12/2022	17	44.007,29
11/2022	8	57.839,78
10/2022	1	0,00
Total		344.890,54

Fonte: elaboração própria.