

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

CAROLINE MEIRELES GRUPE

Diagnóstico energético com ênfase em energia solar de
instalações em fase de projeto: um estudo de caso

São Carlos
2025

Caroline Meireles Grupe

Diagnóstico energético com ênfase em energia solar de instalações em fase de projeto: um estudo de caso

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Engenheira Eletricista

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2025

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

G892d Grupe, Caroline Meireles
Diagnóstico energético com ênfase em energia solar de instalações em fase de projeto: um estudo de caso / Caroline Meireles Grupe; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2025.

1. Eficiência Energética. 2. Diagnóstico Energético. 3. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. 4. Sistema de Aquecimento Solar. 5. Análise de Adequação Tarifária. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Caroline Meireles Grupe

Título: “Diagnóstico energético com ênfase em energia solar de instalações em fase de projeto: um estudo de caso”

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 12 / 08 / 2025,**

**com NOTA 9,5 (nove, cinco), pela Comissão
Julgadora:**

**Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP**

Prof. Dr. Augusto Matheus dos Santos Alonso - SEL/EESC/USP

Dr. Wandry Rodrigues Faria - EESC/USP

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

*Dedico este trabalho à minha própria trajetória,
como mulher na engenharia que,
entre obstáculos e descobertas,
persistiu, aprendeu e cresceu,
e hoje, enxerga em si uma força
que nunca imaginou existir.*

AGRADECIMENTOS

Antes de qualquer agradecimento a amigos e familiares, gostaria de agradecer ao meu professor orientador José Carlos pela oportunidade de realizar o meu trabalho de conclusão de curso sob sua orientação. Obrigada, professor, pelo acompanhamento, pelos conselhos, pela compreensão e pelo olhar criterioso, justo e atento ao meu trabalho.

Gostaria de agradecer muito ao meu pai e minha mãe, que, apesar de não acompanharem detalhadamente o meu período de faculdade, trabalharam, se dedicaram e cuidaram durante toda a minha vida para que eu tivesse boas condições e pudesse ter a oportunidade de estar nesse lugar, finalizando um curso de Engenharia Elétrica em uma universidade extremamente renomada. Obrigada, momi e papi, por todo amor e por todos os sacrifícios que fizeram para me proporcionar esse momento e muitos outros que serão resultado disso.

Ao pensar em meus amigos de São Carlos, não posso deixar de agradecer à SA-SEL (Secretaria Acadêmica da Engenharia Elétrica), extracurricular da qual fiz parte por 4 anos. Foi nesse grupo em que fiz a maioria dos meus amigos e vivi momentos incríveis, de muito aprendizado, mas também de muita parceria e amizade. A salinha da SA-SEL foi o meu refúgio da graduação e meu momento de descontração diversas vezes, sou extremamente grata por todos que participaram desses momentos comigo.

Agradeço ao meu grupo de amigos mais próximo, Taís, Flip, Julio, Kenji, William, Luis, Zani e Cera, por todo apoio, carinho, diversão e parceria durante esses anos. Foi muito bom todos os encontros que marcamos, ideias que tivemos, festas, rodízios, filmes e diversas atividades que fizemos juntos. Apesar dos vários obstáculos do curso, vocês sempre estavam lá, que fosse para chorar ou para animar. Obrigada de verdade por tudo o que fizeram por mim.

Gostaria de agradecer especialmente ao meu namorado, Luís André, também parte do meu grupo de amigos, que me apoiou incansavelmente durante meus momentos mais difíceis e sempre acreditou em mim independentemente do resultado. Obrigada, meu amor, por ser tão especial e me apoiar de todas as formas possíveis.

Agradeço também ao grupo de futsal feminino do CAASO, que me permitiu realizar um sonho de criança, de fazer parte de um time de futsal. Nesse time, o famoso FF, não encontrei apenas um refúgio no esporte, durante treinos, jogos e campeonatos, mas também encontrei muita amizade e muita diversão. Agradeço em especial à Ana e à Sofia, obrigada, meninas, por toda parceria.

Por fim, gostaria de agradecer à Patrícia, minha amiga do cursinho pré-vestibular, que foi meu pilar nessa época e sempre acreditou que eu fosse passar em uma universidade de excelência. Ainda depois, sempre me apoiou e acreditou no meu potencial como futura engenheira eletricista. Obrigada, amiga, por todo apoio.

RESUMO

GRUPE, C. M. **Diagnóstico energético com ênfase em energia solar de instalações em fase de projeto: um estudo de caso**. 2025. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

Com o avanço das tecnologias dependentes de energia elétrica, estudos sobre eficiência energética tornam-se cada vez mais relevantes, especialmente no que diz respeito às fontes de geração de energia. Neste quesito, este trabalho apresenta uma metodologia adaptada para a realização de diagnóstico energético em instalações elétricas em fase de projeto, detalhando o desenvolvimento técnico-financeiro de Medidas de Eficiência Energética (MEEs) voltadas para energia solar, uma fonte renovável. O estudo foi aplicado a um vestiário industrial classificado como consumidor do Grupo B, onde foi analisada a aplicação de duas MEEs tecnológicas: um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e um Sistema de Aquecimento Solar (SAS) para banho. A metodologia consistiu na elaboração de um cenário-base representativo do futuro consumo energético e fatura mensal do vestiário sem aplicação de medidas, permitindo a comparação com os cenários de implementação das MEEs. Os resultados evidenciaram diferenças significativas no desempenho das tecnologias analisadas: enquanto o SFCR demonstrou excelente viabilidade técnica e financeira, com *payback* de 2 anos e economia acumulada na fatura de energia de R\$ 240 mil em dez anos, o SAS apresentou *payback* mais longo (9 anos) e economia limitada a R\$ 26 mil no mesmo período, apesar de reduzir em 50% o consumo de energia elétrica. A análise complementar de adequação tarifária, com migração da modalidade convencional para a modalidade branca, revelou potencial de economia de R\$ 43 mil em 10 anos sem requerer investimentos iniciais, mostrando-se muito vantajosa. Os resultados obtidos fornecem valiosos subsídios para a tomada de decisão do melhor investimento para o projeto do vestiário, destacando o potencial de análises prévias à construção do projeto.

Palavras-chave: Eficiência Energética. Análise de Adequação Tarifária. Diagnóstico Energético. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Sistema de Aquecimento Solar.

ABSTRACT

GRUPE, C. M. **Solar power-oriented energy diagnostic for electrical installations in design stage: a case study**. 2025. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

With the advancement of technologies dependent on electrical energy, studies on energy efficiency are becoming increasingly relevant, particularly regarding generation sources. In this context, this work presents an adapted methodology for conducting energy diagnostics in electrical installations during the design phase, detailing the technical-financial development of Energy Efficiency Measures (EEMs) focused on solar energy, a renewable source. The study was applied to an industrial locker room classified as a Group B consumer, where the implementation of two technological EEMs was analyzed: a Grid-Connected Photovoltaic System (GCPV) and a Solar Water Heating System (SWHS). The methodology involved creating a baseline scenario representing the projected energy consumption and monthly power utility bill of the locker room without any efficiency measures, allowing comparison with scenarios implementing the EEMs. Results showed significant performance differences between the technologies: while the GCPV demonstrated excellent technical and financial viability, with a 2-year return on investment and accumulated energy bill savings of R\$240,000 over ten years, the SWHS showed a longer payback period (9 years) and limited savings of R\$26,000 over the same period, despite reducing electrical energy consumption by 50A complementary tariff adequacy analysis, involving migration from the conventional rate to the white tariff, revealed potential savings of R\$43,000 over 10 years without requiring initial investment, proving highly advantageous. The results provide valuable insights for decision-making regarding the best investment for the locker room project, highlighting the potential of preliminary analyses before project construction.

Keywords: Energy Efficiency. Tariff Adequacy Analysis. Energy Diagnostics. Grid-Connected Photovoltaic System. Solar Water Heating System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxograma de um Diagnóstico Energético	26
Figura 2 – Representação dos postos tarifários da modalidade branca	33
Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira	34
Figura 4 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	35
Figura 5 – Evolução do mercado de aquecimento solar no Brasil	42
Figura 6 – Metodologia do trabalho	47
Figura 7 – Projeto elétrico do vestiário industrial	48
Figura 8 – Postos tarifários da modalidade branca - CPFL Paulista	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela de carga do Quadro Geral de Distribuição do vestiário	50
Tabela 2 – Perfil de consumo proposto para o vestiário no cenário-base	52
Tabela 3 – Consumo estimado do vestiário para o cenário-base no período de um ano . .	52
Tabela 4 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade convencional - CPFL Paulista . .	53
Tabela 5 – Fatura mensal estimada do vestiário para o cenário-base no período de um ano	54
Tabela 6 – Resumo do dimensionamento do SFCR	59
Tabela 7 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade convencional com SFCR - CPFL Paulista	63
Tabela 8 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2025	63
Tabela 9 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2026	64
Tabela 10 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2027	64
Tabela 11 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2028	64
Tabela 12 – Comparação de economia entre cenário-base e SFCR no período de 10 anos	65
Tabela 13 – Resumo do dimensionamento do SAS	69
Tabela 14 – Novo perfil de consumo do vestiário com o SAS	70
Tabela 15 – Fatura mensal estimada do vestiário com SAS no período de um ano	70
Tabela 16 – Comparação de economia entre cenário-base e SAS no período de 10 anos .	71
Tabela 17 – Distribuição de cargas em um dia - Modalidade branca	72
Tabela 18 – Consumo por posto tarifário em um dia	73
Tabela 19 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade branca - CPFL Paulista	74
Tabela 20 – Fatura mensal estimada do vestiário na modalidade branca no período de um ano	74
Tabela 21 – Comparação de economia entre cenário-base (modalidade convencional) e modalidade branca no período de 10 anos	75
Tabela 22 – Comparação de indicadores econômicos entre as três medidas	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

MEE	Medida de Eficiência Energética
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SAS	Sistema de Aquecimento Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
TC	Tarifa de Consumo
TD	Tarifa de Demanda
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
GC	Geração Centralizada
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
HSP	Horas de Sol Pleno

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Objetivos	22
1.2	Estruturação do Trabalho	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	Eficiência Energética	25
2.2	Diagnóstico Energético	25
2.3	Estrutura tarifária no Brasil	29
2.3.1	Modalidades tarifárias do Grupo B	31
2.4	Energia Solar Fotovoltaica	33
2.4.1	Geração no Brasil	33
2.4.2	Micro e Minigeração Distribuída: regulamentação e tarifação	36
2.4.3	Projeto de sistemas fotovoltaicos	39
2.5	Energia Solar Térmica	41
2.5.1	Mercado no Brasil	41
2.5.2	Projeto de sistemas de aquecimento solar para banho	42
2.6	Considerações finais sobre o capítulo	43
3	METODOLOGIA	45
3.1	Caracterização do objeto de estudo	46
4	DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DO ESTUDO DE CASO	49
4.1	Levantamento de dados	49
4.1.1	Proposição do cenário-base	50
4.1.1.1	Perfil de consumo	50
4.1.1.2	Fatura de energia elétrica	52
4.2	Análise dos dados e identificação de MEEs	53
4.3	Desenvolvimento das medidas encontradas	55
4.3.1	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	55
4.3.1.1	Dimensionamento do sistema	55
4.3.1.2	Projeção financeira	59
4.3.2	Sistema de Aquecimento Solar para banhos	65
4.3.2.1	Dimensionamento do sistema	65
4.3.2.2	Projeção financeira	68
4.3.3	Adequação tarifária	71
5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	77
5.1	Análise de sustentabilidade e eficiência energética	77

5.2	Viabilidade econômica	78
6	CONCLUSÃO	81
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	82
	REFERÊNCIAS	85

1 INTRODUÇÃO

A dependência dos seres humanos da energia elétrica tem aumentado ao longo do tempo, impulsionada pelo avanço constante das tecnologias que utilizam essa energia como fonte de alimentação. No Brasil, um reflexo claro desse fenômeno ocorreu quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) registrou a quinta quebra de recorde na demanda instantânea de potência somente nos meses de janeiro e fevereiro de 2025 (ONS, 2025).

Diante dessa crescente demanda e da pressão por soluções mais sustentáveis, o conceito de eficiência energética torna-se cada vez mais relevante. De forma geral, eficiência energética refere-se à adoção de medidas que visam otimizar processos, reduzir desperdícios e melhorar o aproveitamento da energia disponível. Nesse contexto, o diagnóstico energético, estabelecido pela Norma **ABNT NBR ISO 50.002:2014 - Diagnósticos energéticos - Requisitos com orientação para uso** (ABNT, 2014), configura-se como uma ferramenta metodológica essencial para identificar oportunidades de melhoria em instalações elétricas através de um processo sistemático que avalia padrões de consumo, perdas energéticas e ineficiências operacionais, podendo, ainda, promover a redução na fatura de energia elétrica.

Diversos fatores contribuem para o desperdício de energia e são alvo de atenção nos diagnósticos energéticos. Entre os principais, destacam-se instalações mal dimensionadas, ampliações realizadas sem planejamento adequado da rede elétrica, falta de cultura voltada à sustentabilidade e ao consumo consciente, e operação de equipamentos em condições inadequadas. Contudo, as oportunidades de melhoria não se limitam à correção de desperdícios, incluem também a implementação de novas tecnologias disponíveis no mercado.

No âmbito do uso racional de energia elétrica, os sistemas fotovoltaicos destacam-se como uma das soluções tecnológicas mais relevantes atualmente. Ao aproveitar uma fonte renovável e abundante — a energia solar —, esses sistemas desempenham um papel crucial na transição da matriz elétrica brasileira rumo a uma maior sustentabilidade. Além dos benefícios ambientais, eles oferecem um retorno financeiro vantajoso e uma redução da dependência da rede elétrica convencional, uma vez que a energia excedente gerada a partir da irradiação solar pode ser armazenada em baterias ou até ser injetada na rede.

Outra solução que também utiliza o sol como fonte de energia são os sistemas de aquecimento solar de água para banhos, que provam uma redução significativa direta no consumo de eletricidade, especialmente durante os horários de pico de demanda, aliviando a sobrecarga da rede. Segundo dados do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), cerca de 15% do consumo de energia em uma residência provém do uso de chuveiros elétricos — o que torna essa alternativa ainda mais sustentável e econômica (PROCEL, 2019), já que o sistema passa a aquecer a água que chega aos

chuveiros, diminuindo ou descartando a necessidade de consumo de energia elétrica.

Além das medidas de eficiência energética, existem ações voltadas especificamente para a economia financeira no consumo de energia. Nesse quesito, a adequação tarifária é um exemplo relevante, consistindo na análise do perfil de consumo da unidade para identificar a modalidade tarifária mais vantajosa, gerando economia direta na fatura de energia.

Quando implementadas de forma isolada ou, preferencialmente, de maneira integrada, essas medidas e ações potencializam a eficiência energética do local avaliado, promovendo um consumo mais sustentável, eficiente e economicamente viável.

1.1 Objetivos

Este trabalho visa a realização de um diagnóstico energético de nível preliminar do projeto de um vestiário industrial de uma fábrica de celulose localizada em uma cidade no interior de São Paulo. É importante ressaltar que, como o vestiário a ser construído é uma ampliação de uma fábrica existente, ele terá alimentação independente em baixa tensão, sendo classificado como consumidor do Grupo B. Como resultado do diagnóstico, são propostas duas Medidas de Eficiência Energética (MEEs): instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e instalação de Sistema de Aquecimento Solar (SAS). Além disso, como complemento, é proposta uma alternativa diretamente ligada a resultados econômicos, sendo a adequação de modalidade tarifária do vestiário.

Dentro desse objetivo geral, existem alguns objetivos específicos:

- Realizar a adaptação metodológica para aplicação em projetos, visto que os diagnósticos energéticos convencionais avaliam instalações já existentes;
- Desenvolver um projeto para cada MEE proposta, detalhando o dimensionamento do projeto e a análise financeira da fatura de energia elétrica;
- Apresentar resultados e discussões sobre as medidas, tanto no aspecto de sustentabilidade ambiental e eficiência quanto no aspecto de viabilidade econômica, fornecendo subsídios para embasar a decisão do proprietário sobre os investimentos mais adequados.

1.2 Estruturação do Trabalho

O trabalho foi organizado em cinco partes, sendo divididas da seguinte forma:

O Capítulo 2, "Revisão Bibliográfica", constitui a base teórica do trabalho, apresentando de forma sistematizada todos os conceitos fundamentais necessários para o desenvolvimento do diagnóstico energético e entendimento do leitor sobre o tema. Este capítulo engloba: os princípios de eficiência energética e as metodologias consolidadas para a

realização de diagnósticos energéticos; a estrutura tarifária brasileira, com ênfase no Grupo B, categoria à qual pertence o vestiário em estudo; o panorama atual da energia solar fotovoltaica no país e suas aplicações, abordando aspectos técnicos e regulatórios; e o potencial da energia térmica solar no contexto nacional e suas aplicações. Todo o referencial teórico utilizado foi baseado em normas técnicas, artigos científicos e publicações especializadas que validam as premissas adotadas no estudo.

O Capítulo 3, "Metodologia", consiste na explicação detalhada de cada etapa de desenvolvimento do diagnóstico do projeto do vestiário.

O Capítulo 4, "Diagnóstico energético do estudo de caso", marca o início efetivo da aplicação metodológica, sendo estruturado em três etapas sequenciais: o levantamento de dados, que compreende a coleta das características do projeto elétrico do vestiário e a elaboração de um perfil de consumo estimado; a análise crítica dos dados, fase na qual são identificadas as medidas de eficiência energética aplicáveis ao caso; e o desenvolvimento das medidas, com a realização de análises técnico-financeiras detalhadas para cada solução proposta.

O Capítulo 5, "Discussão dos resultados", consiste na análise e discussão dos resultados apresentados pelo diagnóstico energético. Foram feitas análises tanto de sustentabilidade quanto de viabilidade econômica de cada medida proposta.

Por fim, o Capítulo 6, "Conclusão", apresenta uma síntese dos resultados obtidos do trabalho como um todo em relação aos objetivos estabelecidos no início do trabalho, integrando todas as etapas do estudo desenvolvido. São consolidados os principais pontos do diagnóstico energético, demonstrando como as análises realizadas permitem chegar a conclusões fundamentadas sobre a viabilidade e eficácia das medidas propostas. Além disso, são discutidas as limitações encontradas durante a pesquisa e sugeridas possibilidades para trabalhos futuros na área, proporcionando um encerramento abrangente e bem estruturado ao trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Eficiência Energética

O termo Eficiência Energética no âmbito de energia elétrica compreende a implementação de conceitos e métodos que visem o uso racional da energia elétrica e a redução ou aproveitamento de perdas nos processos de transporte, armazenamento e distribuição de energia (VIANA et al., 2021).

O primeiro objetivo da Eficiência Energética, o uso racional da energia elétrica, possui uma abordagem educacional que busca promover um consumo mais consciente por meio da mudança cultural dentro das residências, indústrias e comércios. Para incentivar essa transformação, o Governo Federal implementa diversas ações; algumas delas estão destacadas no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) (MME, 2011).

Nesse contexto, é fundamental diferenciar os termos "racionalização" e "racionamento" de energia. Racionalização refere-se ao uso eficiente da energia, aplicando o raciocínio, ou o bom senso, sem comprometer os processos envolvidos. Já o racionamento implica em racionar ou dividir a energia disponível, podendo resultar em prejuízos operacionais.

O segundo objetivo da Eficiência Energética, a redução de perdas nos processos, tem uma abordagem técnica que envolve estudos em diversas áreas da engenharia para aprimorar tanto os equipamentos e maquinários utilizados quanto os próprios processos. No quesito de processos, essa melhoria pode ser aplicada à geração, transmissão e distribuição de energia, bem como aos processos industriais que não estão diretamente ligados à energia. Dessa forma, ao minimizar as perdas ao longo do processo, torna-se possível aumentar a produção, ou manter o mesmo nível produtivo, utilizando menos recursos (EPE, 2025).

2.2 Diagnóstico Energético

O diagnóstico energético é uma análise detalhada do consumo de energia elétrica de uma instalação, visando identificar oportunidades de melhoria e propor soluções para reduzir o consumo ou deixá-lo mais eficiente.

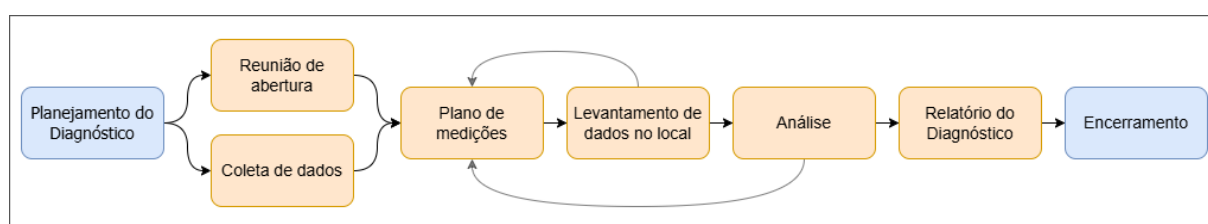
Em muitos estudos e até publicidades relacionados a esse tema, ainda é utilizado o termo auditoria energética, entretanto o diagnóstico energético tem sido frequentemente adotado como alternativa, buscando evitar a conotação negativa associada à palavra "auditoria". Diferentemente de uma inspeção punitiva, a auditoria — ou diagnóstico — energético tem um enfoque colaborativo, visando aumentar a eficiência da instalação sem comprometer (e, em muitos casos, até melhorar) a qualidade dos serviços ou produtos gerados.

A Norma **ABNT NBR ISO 50.002:2014 - Diagnósticos energéticos - Requisitos com orientação para uso** especifica os requisitos de processo para a realização de um diagnóstico energético de forma sistemática e eficiente (ABNT, 2014).

Um diagnóstico energético pode ser dividido em três níveis de detalhamento: o nível 1, diagnóstico preliminar, o nível 2, diagnóstico detalhado e o nível 3, diagnóstico completo. O que diferencia os níveis é a profundidade de análise que irá ocorrer durante o diagnóstico, por exemplo, a quantidade de dados coletados, o detalhamento das medições, a quantidade e complexidade das oportunidades de melhoria a serem abordadas, a grandeza de custos de investimento nas medidas a serem adotadas, entre outros (MME, 2020).

Na Figura 1, é possível verificar o fluxograma com as etapas que compõem um diagnóstico energético. Logo a seguir, essas etapas foram descritas de forma mais detalhada (CBCS, 2016; IBRAM, 2024).

Figura 1 – Fluxograma de um Diagnóstico Energético



Fonte: Adaptado de Mitsidi Projetos - Minicurso ISO 50.001 e ISO 50.002

1. **Planejamento do Diagnóstico Energético:** o planejamento ocorre em um conjunto de reuniões entre o cliente e o auditor em que são discutidos e definidos os seguintes, e entre outros, tópicos:

- Necessidades e expectativas do cliente;
- Escopo, fronteira e objetivos, e é nessa etapa em que é definido o nível de detalhamento do diagnóstico;
- Cronograma e recursos necessários;
- Critérios para avaliar e priorizar as oportunidades de melhoria;
- Informações relevantes sobre a empresa, como histórico de consumo, possíveis reformas, investimentos futuros, mudança de rotina, etc;
- Dados técnicos a serem disponibilizados.

2. **Coleta de Dados:** são solicitados e analisados todos os dados que podem ser coletados antes da condução da primeira visita técnica, a fim de otimizar a visita com informações prévias. A seguir estão alguns exemplos desses dados:

- Dados de consumo de energia dos últimos 12 meses (no mínimo);
- Tabelas de preço ou faturas, assim como informações dos contratos de compra de energia;
- Dados sobre diagnósticos anteriores e planos futuros;

- Lista de cargas da instalação;
 - Planta de arquitetura e planta elétrica do estabelecimento;
 - Dados de medições já realizadas, curvas de carga, perfis de consumo, entre outros.
3. **Reunião de Abertura:** nessa reunião devem participar o cliente, a equipe de execução do diagnóstico e os representantes das áreas a serem diagnosticadas. Seu objetivo é informar o início dos trabalhos e concluir quaisquer considerações restantes de ambos os lados.
4. **Plano de Medições:** em algumas situações, os dados já existentes não são suficientes para obter uma análise completa e correta do consumo energético da instalação, por isso, são necessárias novas medições. Para isso, deve existir um planejamento de como e quando essas medições devem ser feitas, por exemplo:
- Exatidão e repetitividade necessários para as medições e sua incerteza de medição associada;
 - Se a medição é pontual ou prolongada;
 - Frequência de aquisição de cada medição;
 - Período adequado de medição que seja representativo;
 - Pessoas responsáveis pelas medições e materiais necessários.
5. **Levantamento de dados no local:** é conduzida uma visita técnica ao local. Como complemento aos dados e informações preliminares coletados, na visita é possível compreender a rotina da instalação e iniciar o processo de busca por oportunidades de melhoria. Os objetivos específicos da visita são:
- Identificar evidências de desperdício de energia;
 - Compreender o impacto das rotinas de operação e do comportamento dos usuários;
 - Certificar que os dados históricos representam uma operação normal;
 - Verificar as condições operacionais no que tange a aspectos relacionados ao uso da energia;
 - Listar áreas, processos ou equipamentos para os quais serão necessários dados adicionais ou novas medições;
 - Identificar e listar as possíveis oportunidades relativas a mudanças de tecnologia ou operacionais.

6. **Análise:** todas as informações coletadas são examinadas detalhadamente, e as oportunidades de melhoria identificadas durante a visita são aprimoradas e ajustadas. A seguir estão descritas algumas das principais análises realizadas pela equipe de execução do diagnóstico. Durante a análise, pode ser necessário solicitar informações adicionais ao cliente ou realizar novas medições.

- Analisar a relação entre o desempenho energético e as variáveis relevantes do processo, como condições climáticas, temperatura, nível de iluminação, horário de operação e volume de produção;
- Avaliar a vida útil, as condições operacionais e o nível de manutenção dos equipamentos contemplados no diagnóstico;
- Identificar o grau de obsolescência da tecnologia utilizada;
- Revisar o balanço energético e as curvas de consumo de energia;
- Identificar os equipamentos e processos com maior consumo de energia (os USEs – Usos Significativos de Energia) e avaliar seu desempenho por meio do IDE (Indicador de Desempenho Energético);
- Verificar se já estão sendo adotadas boas práticas operacionais e de controle.

A partir dessas análises, são identificadas e desenvolvidas as Medidas de Eficiência Energética (MEEs). Essas medidas podem envolver a adoção de novas tecnologias, como a implementação de sistemas de controle ou Inteligência Artificial; a otimização do layout ou do processo produtivo, com a realocação de equipamentos e a reconfiguração de parâmetros de funcionamento de máquinas; melhorias na gestão operacional, como a revisão da política de compras e a capacitação de equipes; ou ainda a introdução de inovações, como novos produtos/serviços e a diversificação da matriz energética.

Para definir as melhores opções de MEEs, diversos fatores são considerados, incluindo potencial de economia energética e financeira, investimento necessário, ganhos não energéticos, interação entre medidas e priorização conforme os critérios estabelecidos no escopo.

A viabilidade econômica de cada medida é avaliada por meio de análises financeiras como o *payback* simples, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL). O *payback* simples, utilizado neste trabalho, determina o tempo necessário para recuperar o valor inicialmente investido com base nos fluxos de caixa gerados pelo projeto, sendo calculado pela divisão do investimento inicial pelo fluxo de caixa anual quando os valores são constantes. No caso de fluxos de caixa variáveis, o método consiste em somar os retornos anuais até que o valor acumulado iguale ou supere o investimento inicial, indicando o momento em que o projeto se paga. Esse

método, embora simples e de fácil interpretação, não considera o valor do dinheiro no tempo.

7. **Relatório do Diagnóstico Energético:** o relatório deve conter as informações essenciais para que o cliente compreenda como ocorreu o processo do diagnóstico e quais as medidas resultantes dele. Os tópicos que devem estar contidos no relatório são: resumo executivo, contextualização, detalhes do diagnóstico, oportunidades para melhoria do desempenho energético e, por fim, conclusões e recomendações.
8. **Encerramento:** para o encerramento do diagnóstico é agendada uma reunião, com as mesmas pessoas que estavam presentes na reunião de abertura, para apresentar os resultados do diagnóstico, possíveis desvios do planejamento inicial e questões que podem requerer aprofundamento.

Após a apresentação dos resultados do diagnóstico, o cliente pode selecionar as medidas que melhor atendem aos seus critérios e aprofundar-se no plano de ação para implementá-las.

Dependendo dos objetivos da empresa com a manutenção e melhoria contínua das práticas de eficiência energética, outra possibilidade seria aderir a um programa de gestão energética. Essa opção oferece uma estrutura organizada e estratégica para alcançar metas de sustentabilidade e redução de custos, além de possivelmente proporcionar benefícios como certificações e reconhecimento no mercado. Para isso, a **Norma ABNT NBR ISO 50.001:2018 – Sistemas de gestão de energia – Requisitos com orientações para uso** serve como referência, fornecendo diretrizes claras para a implementação e operação de um sistema de gestão energética eficaz e sustentável (ABNT, 2018).

2.3 Estrutura tarifária no Brasil

No Brasil, as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica são estabelecidas pela ANEEL e estão consolidadas na Resolução Normativa nº 1.000/2021. Essa normativa, que revogou as resoluções anteriores nº 414/2010, nº 470/2011 e nº 901/2020, define os direitos e deveres dos agentes envolvidos no sistema, incluindo concessionárias, permissionárias, usuários do serviço, entre outros. Para uma atuação abrangente e completa da ANEEL, a aplicação da REN 1.000/2021 é complementada por dois importantes instrumentos regulatórios: os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que tratam de aspectos técnicos e operacionais, e os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que orientam a estruturação e revisão das tarifas (ANEEL, 2021).

No contexto da tarifação de energia elétrica, um conceito fundamental é o de modalidade tarifária. Ela descreve as tarifas aplicáveis às componentes de consumo e de demanda que definem a cobrança da fatura de energia elétrica. As modalidades variam conforme o grupo

em que a unidade consumidora está enquadrada; assim, o primeiro passo para entender a estrutura tarifária brasileira é identificar os grupos (e subgrupos) de consumidores e como as modalidades tarifárias são aplicadas a cada um deles. Essa distinção é crucial para que seja possível encontrar a modalidade ideal para o perfil de consumo da unidade e, conseqüentemente, permitir que o uso da energia seja eficiente e os custos com a fatura sejam minimizados.

Os consumidores são separados em dois grupos:

- **Grupo A:** composto de unidades consumidoras com tensão $\geq 2,3$ kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão $< 2,3$ kV. É subdividido em:
 - A1: Tensão de conexão ≥ 230 kV;
 - A2: Tensão de conexão ≥ 88 kV e ≤ 138 kV;
 - A3: Tensão de conexão = 69 kV;
 - A3a: Tensão de conexão ≥ 30 kV e ≤ 44 kV;
 - A4: Tensão de conexão $\geq 2,3$ kV e ≤ 25 kV;
 - AS: Tensão de conexão $< 2,3$ kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
- **Grupo B:** composto de unidades consumidoras com tensão $< 2,3$ kV. Ele é subdividido em:
 - B1: Residencial;
 - B2: Rural;
 - B3: Demais classes (comercial, industrial, serviços, etc.);
 - B4: Iluminação Pública.

Uma das principais diferenças entre as modalidades do grupo A e do grupo B está na composição do cálculo da fatura mensal. Enquanto o grupo B considera apenas a tarifa de consumo de energia (R\$/kWh), o grupo A, exceto em casos específicos, inclui duas tarifas: a de demanda de potência (R\$/kW) e a de consumo de energia (R\$/kWh).

As tarifas de consumo (TC) e de demanda (TD) possuem duas componentes: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), dada em R\$/MWh ou R\$/kW, que reflete os custos com transporte de energia, perdas e encargos, e a Tarifa de Energia (TE), dada em R\$/MWh, que corresponde, em sua maioria, ao custo da geração de energia. Os valores atribuídos às tarifas de TUSD e TE são fornecidos por Resoluções Homologatórias da ANEEL para cada concessionária e variam conforme o grupo, subgrupo e modalidade do consumidor. As relações entre as tarifas estão descritas nas Equações 2.1 e 2.2.

$$TC = TUSD + TE \quad (2.1)$$

$$TD = TUSD \quad (2.2)$$

Além dessas tarifas, existem outros fatores que compõem o cálculo da fatura mensal de cada modalidade: os tributos (impostos ou contribuições) e as bandeiras tarifárias. Esses fatores são abordados a seguir.

Os tributos considerados são o federal, em que estão inclusos o PIS (Programa de Integração Social) e o COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social); o estadual, sendo o ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços); e o municipal, como, por exemplo, a CIP (Contribuição para Iluminação Pública).

O sistema de Bandeiras Tarifárias foi implementado no Brasil em 2015 com o objetivo de proporcionar mais transparência aos consumidores sobre os reais custos da geração de energia elétrica, permitindo que eles utilizassem a energia de forma mais consciente e reduzissem os gastos com a fatura. Além disso, essa metodologia buscou minimizar o prazo entre as mudanças das condições energéticas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a cobrança da fatura (ANEEL, 2024). O sistema funciona da seguinte forma (valores obtidos a partir da última publicação em junho de 2024):

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 para cada kWh consumido;
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 para cada kWh consumido;
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada kWh consumido.

Esses valores são adicionados à Tarifa de Energia (TE), assim, as distribuidoras disponibilizam três valores de TE, um para cada bandeira tarifária e, para calcular a fatura, deve-se utilizar o valor de TE correspondente à bandeira vigente no mês (divulgada no mês precedente).

2.3.1 Modalidades tarifárias do Grupo B

As modalidades disponíveis para o grupo B, de acordo com a REN 1.000/2021, são a modalidade convencional (para todos os subgrupos) e a modalidade horária branca (válida para todos os subgrupos, exceto o B4 - Iluminação Pública). Independentemente da modalidade escolhida, caso não haja consumo de energia elétrica ativa (kWh) no mês, o consumidor será faturado pelo custo de disponibilidade do sistema elétrico, o qual é dado

pelo valor em reais equivalente a 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou 100 kWh, se trifásico (ANEEL, 2021).

A modalidade convencional é caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem distinção por horário do dia. O cálculo da fatura mensal de energia elétrica de uma unidade consumidora dessa modalidade está descrito na Equação 2.3.

$$F_{Conv} = \frac{(C_m \cdot TC)}{(1 - PIS - COFINS)} \cdot \frac{1}{1 - ICMS} \quad (2.3)$$

Onde F_{Conv} é a fatura mensal da modalidade convencional [R\$], TC é a tarifa de consumo [R\$/kWh], C_m é o consumo mensal [kWh] e o PIS, COFINS e ICMS são as alíquotas respectivas em formato decimal [adimensional].

A modalidade horária branca é caracterizada por diferentes tarifas de consumo de energia, dependendo do horário em que a energia é utilizada. O período de horas para aplicação das diferentes tarifas é chamado de posto tarifário e é definido pela concessionária/permissionária. As tarifas por posto são segmentadas da seguinte forma (ANEEL, 2021):

- **Tarifa Ponta (P):** tarifa de valor mais elevado designada para o posto tarifário ponta, o qual é composto de 3 horas diárias consecutivas;
- **Tarifa Intermediária (I):** tarifa de valor intermediário designada para o posto tarifário intermediário, o qual é composto geralmente de 2 horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta definido;
- **Tarifa Fora de Ponta (FP):** tarifa de valor mais baixo designada para o posto tarifário fora de ponta, o qual é composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Essa separação acontece apenas em dias úteis; nos sábados, domingos e feriados nacionais, o valor é sempre da tarifa Fora de Ponta. Na Figura 2 é possível visualizar um exemplo comum de horários de funcionamento da modalidade branca, já que esses horários podem variar a depender da concessionária.

O cálculo da fatura mensal de energia para a modalidade branca é dado pela Equação 2.4.

$$F_{Branca} = \frac{(C_p \cdot TC_p) + (C_{fp} \cdot TC_{fp}) + (C_i \cdot TC_i)}{(1 - PIS - COFINS)} \cdot \frac{1}{1 - ICMS} \quad (2.4)$$

Onde F_{Branca} é a fatura mensal da modalidade Branca [R\$], C_p é o consumo mensal total em horário de Ponta [kWh], TC_p é a tarifa de consumo de Ponta [R\$/kWh], C_{fp} é o

Figura 2 – Representação dos postos tarifários da modalidade branca



Fonte: Autora

consumo mensal total em horário Fora de Ponta [kWh], TC_{fp} é a tarifa de consumo Fora de Ponta [R\$/kWh], C_i é o consumo mensal total em horário Intermediário [kWh], TC_i é a tarifa de consumo Intermediária [R\$/kWh] e o PIS, COFINS e ICMS são as alíquotas respectivas em formato decimal [adimensional].

A tarifa Fora de Ponta da modalidade branca tem valor inferior ao valor da tarifa Conventional. Dessa forma, a modalidade branca se torna vantajosa para aqueles consumidores que conseguem concentrar seu consumo no período fora de ponta nos dias úteis.

2.4 Energia Solar Fotovoltaica

2.4.1 Geração no Brasil

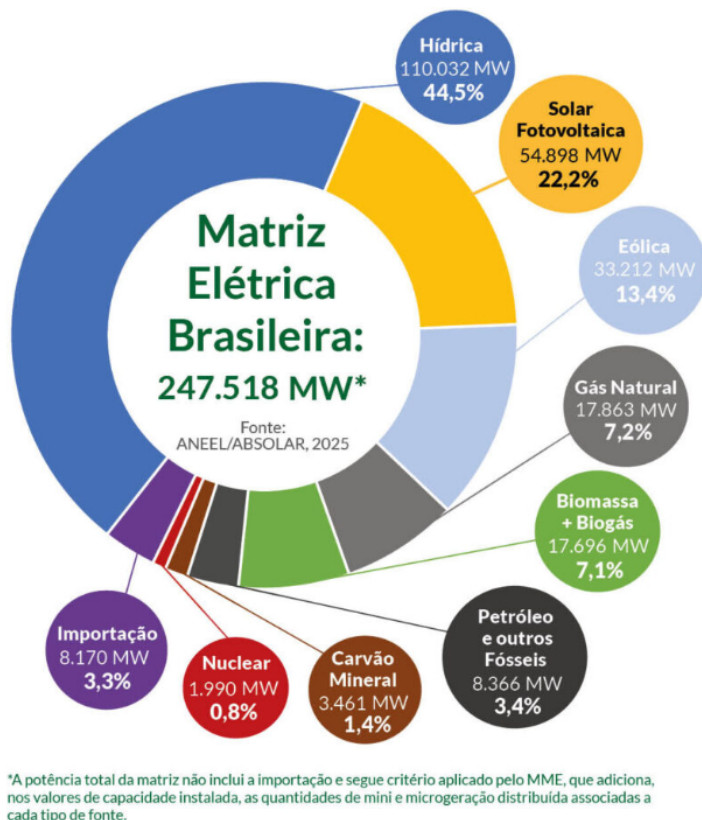
No Brasil, a geração de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica é dividida em dois segmentos: Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD) (ANEEL, 2023).

A Geração Distribuída, também chamada de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), de forma geral é caracterizada por centrais geradoras de pequeno e médio portes que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada e sejam conectadas à rede de distribuição de energia elétrica por meio de uma unidade consumidora. No caso específico da energia solar, a MMGD é predominantemente representada por sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de residências, comércios e indústrias. Para fins de regulamentação, a Microgeração Distribuída refere-se a centrais geradoras com potência instalada de até 75 kW, enquanto a Minigeração Distribuída abrange centrais com potência instalada superior a 75 kW e igual ou inferior a 3 MW.

Por outro lado, a Geração Centralizada é caracterizada por projetos de energia solar fotovoltaica que não se enquadram nas características da MMGD. Esses projetos são, salvo algumas exceções, representados por Usinas Fotovoltaicas (UFVs) de grande porte, com capacidade instalada superior a 3 MW, que injetam energia diretamente no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Considerando o panorama da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, ao final de 2023, a energia solar fotovoltaica representava cerca de 7% da capacidade instalada (EPE, 2024), enquanto em fevereiro de 2025, passou a representar 22,2% da matriz elétrica, com 54,8 GW de potência instalada (Figura 3).

Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR

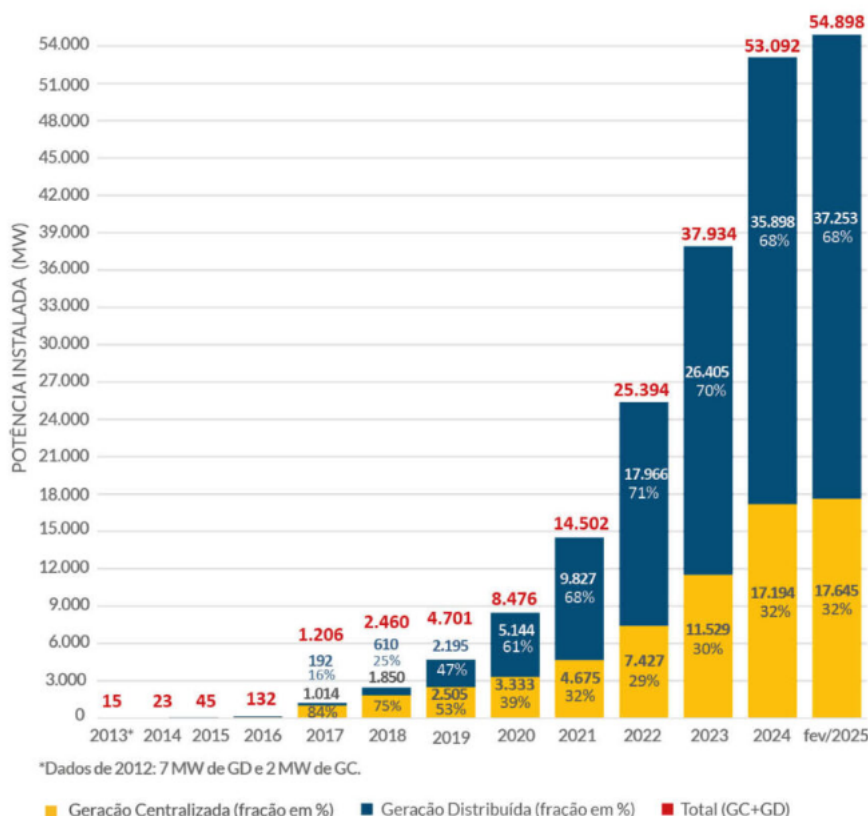
Além disso, através da Figura 4, é possível analisar o crescimento da energia solar no Brasil na última década de forma separada entre GC e GD (ABSOLAR, 2025b).

Apesar dos investimentos em usinas fotovoltaicas estarem em ascensão, como aconteceu em 2024 com o marco da maior expansão anual de GC desde 1997 (51,87% corresponderam a UFVs), é possível perceber que a MMGD ainda representa a maior parte da capacidade instalada de energia solar no Brasil, já que desde 2020 ela vem representando mais de 60% da potência instalada de fonte solar fotovoltaica no Brasil (SECOM, 2025).

Esse crescimento acelerado da MMGD vem ocorrendo devido às inúmeras vantagens que ela oferece aos consumidores (ABSOLAR, 2025a; GREENER, 2024). Dentre os principais benefícios, destacam-se:

- **Redução na fatura de energia elétrica:** a energia fotovoltaica pode conceder uma economia significativa na fatura, dependendo da capacidade do sistema e do consumo, já que ela permite a compensação da energia consumida da distribuidora;

Figura 4 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR

- **Contribuição para a transição energética:** utilizando a energia solar como fonte para a MMGD é possível reduzir a emissão de gases de efeito estufa e promover a sustentabilidade no meio energético;
- **Relação favorável entre *payback* e vida útil dos painéis:** no Brasil, atualmente, o *payback* varia entre 2 e 5 anos, dependendo da localização, e os painéis fotovoltaicos têm uma vida útil estimada de 25 anos, com baixos custos de manutenção, tornando-se um investimento com muito potencial;
- **Valorização do imóvel:** propriedades equipadas com sistemas fotovoltaicos são mais valorizadas no mercado, tornando-se mais atrativas para compradores e locatários;
- **Independência energética:** a MMGD reduz a dependência do consumidor em relação às concessionárias de energia. Em sistemas híbridos (combinação de sistemas conectados a rede e armazenamento em baterias), é possível alcançar um alto nível de autonomia.

Além dessas vantagens, o Estudo Estratégico 2024 de Geração Distribuída no Mercado Fotovoltaico revelou que os preços dos sistemas fotovoltaicos tiveram uma queda significativa entre janeiro de 2023 e janeiro de 2024. Para a Micro GD, houve uma redução de 30%

nos custos, enquanto para a Mini GD, a queda foi de 24%. Essa redução nos preços tem facilitado a adoção desses sistemas por parte dos consumidores, impulsionando ainda mais o crescimento da MMGD (GREENER, 2024).

2.4.2 Micro e Minigeração Distribuída: regulamentação e tarifação

A MMGD foi regulamentada pela primeira vez pela Resolução Normativa ANEEL n° 482, em 2012, quando criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), permitindo que os consumidores produzissem energia para consumo próprio e convertessem o excedente de energia em créditos para abater o consumo em meses subsequentes. Em 2022, dez anos depois, foi sancionada a Lei 14.300, chamada Marco Legal para a Micro e Minigeração Distribuída, atualizando e consolidando as diretrizes para a Geração Distribuída, com mudanças significativas no quesito de faturamento de energia compensada e concessão de descontos. Atualmente, além da Lei 13.400/2022, a Resolução Normativa ANEEL n° 1.059/2023 e a REN n° 1.000/2021 são as principais normas que tratam das definições e regras de conexão e faturamento de centrais de MMGD e do SCEE.

Um dos primeiros critérios estabelecidos na norma para participação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica é que o consumidor deve estar enquadrado em um dos quatro modelos de compensação existentes para unidades consumidoras com MMGD (ANEEL, 2023; ANEEL, 2021):

- **Autoconsumo local:** quando o sistema de MMGD está instalado na própria unidade consumidora do titular (pessoa física ou jurídica) que utilizará a energia, e toda energia excedente é integralmente compensada por essa mesma unidade consumidora.
- **Autoconsumo remoto:** quando duas ou mais unidades pertencentes ao mesmo titular (pessoa física ou jurídica), e dentro da mesma área de concessão, são abastecidas pelo mesmo sistema de MMGD.
- **Geração compartilhada:** união de consumidores (pessoas físicas ou jurídicas) principalmente por meio de consórcio, cooperativa e associação civil, em que o sistema de MMGD fica em local diferente das unidades consumidoras e a energia excedente pode ser compensada para todos.
- **Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras:** quando a geração atende a várias unidades consumidoras, como em condomínios.

Outro critério que se destaca é que, para o consumidor ser considerado parte da MMGD, ele não pode ter entrado em operação comercial para geração de energia elétrica em dois ambientes específicos:

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** a venda e a contratação de energia são negociadas diretamente entre os agentes, sem regulação direta da ANEEL.

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** a venda e a contratação de energia são reguladas pela ANEEL, com preços e condições definidos por leilões e normas específicas.

Ou seja, para se enquadrar na MMGD, o consumidor não pode estar gerando energia para venda nesses dois ambientes. Ele deve utilizar a energia gerada para seu próprio consumo e, eventualmente, injetar o excedente na rede elétrica.

No quesito de grupo de consumidores para fins de tarifação, é importante salientar que a minigeração fica enquadrada como Grupo A, enquanto a microgeração pode ser instalada em unidade consumidora do Grupo B ou do Grupo A.

No quesito de faturamento, a Lei 14.300/2022 determinou um aumento da tarifa sobre a energia compensada (energia injetada + créditos de meses anteriores) de centrais de micro e minigeração. Esse aumento da tarifa também pode ser interpretado como um desconto no valor a ser recebido pela energia compensada; esse desconto incide sobre a TUSD Fio B, componente da TUSD que trata dos custos com a distribuição de energia (infraestrutura da concessionária) e é definida uma vez ao ano. A seguir estão descritas as regras para a aplicação do desconto (ANEEL, 2022).

- GD I: centrais que já estavam conectadas antes de 07/01/2022 ou que protocolaram solicitação de conexão até 07/01/2023, essas unidades consumidoras são isentas de custos da tarifa TUSD Fio B até 2045;
- GD II: centrais que solicitaram conexão depois de 07/01/2023, essas unidades terão uma porcentagem da TUSD Fio B incidindo sobre a energia compensada que vai aumentando entre os anos de 2023 e 2028 (2023 - 15%; 2024 - 30%; 2025 - 45%; 2026 - 60%; 2027 - 75%; 2028 - 90%; 2029 - a definir);
- GD III: centrais que solicitaram conexão depois de 07/01/2023 e que possuem potência instalada de geração acima de 500kW e estão inseridas nas modalidades de autoconsumo remoto ou geração compartilhada em que haja um ou mais beneficiados com percentual igual ou maior a 25% de participação no excedente de energia.

A partir desses conceitos e das definições feitas na seção 2.3, é possível explicar como funciona a composição da fatura mensal de energia elétrica de consumidores do Grupo B que participam da SCEE. Como a fatura para esses consumidores se tornou mais complexa após a Lei 14.300, não são apresentadas equações, já que para esses cálculos se faz necessário o uso de softwares, como o Excel, ou outros softwares especializados no tema.

Primeiro, é necessário introduzir o conceito de simultaneidade. O fator de simultaneidade é uma porcentagem que se refere à quantidade de energia que foi consumida diretamente do sistema fotovoltaico em relação à quantidade total de energia gerada, ou seja, a quantidade de energia que está sendo gerada e consumida no mesmo instante (autoconsumida), sem

haver injeção ou consumo proveniente da rede. Nesses momentos de simultaneidade, a concessionária não contabiliza a energia, já que a rede não está sendo utilizada e, portanto, essa energia não é cobrada na fatura. Para calcular o fator de simultaneidade, basta dividir a quantidade de energia autoconsumida (diferença entre energia gerada e injetada) pela quantidade de energia gerada, que pode ser verificada através do sistema de monitoramento do sistema fotovoltaico.

Considerando esse fator, passam a existir as seguintes componentes de energia:

- Energia total gerada pelos painéis fotovoltaicos, dividida em:
 - Energia gerada e instantaneamente consumida (não contabilizada pela concessionária);
 - Energia gerada e injetada na rede.
- Energia total consumida, dividida em:
 - Energia consumida diretamente do sistema fotovoltaico (não contabilizada pela concessionária);
 - Energia consumida da rede.

Assim, o consumidor paga a Tarifa Convencional (TE + TUSD) pelo montante de energia consumida da rede e recebe a "Tarifa Convencional descontada" pelo montante de energia injetado na rede. Essa Tarifa Convencional descontada, denominada Tarifa de Injeção neste trabalho, é determinada de acordo com as regras de GD I,II ou III. Para o estudo de caso em questão, que se enquadra no GD II, a Tarifa de Injeção pode ser representada pela Equação 2.5, em que o valor a ser recebido pelo montante de energia injetada na rede diminui progressivamente a cada ano, conforme a evolução do fator p estabelecido pela ANEEL.

$$T_{inj} = TE + [TUSD - (p \cdot TUSD_{FioB})] \quad (2.5)$$

Onde T_{inj} é a tarifa de injeção [R\$/kWh], TE é a tarifa de energia [R\$/kWh], TUSD é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/kWh], p é o percentual de desconto aplicado à $TUSD_{FioB}$ conforme ano de conexão e $TUSD_{FioB}$ é a parcela B da TUSD relacionada aos custos da distribuidora.

Nos casos em que o consumidor gera mais energia do que consome, é criado um excedente de energia. A concessionária deve apurar esse montante de energia excedente para que ele possa ser compensado em outro posto tarifário no mesmo ciclo de faturamento (no caso de modalidades tarifárias horárias), ou, caso não seja possível, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outras unidades consumidoras (a depender do modelo de compensação ao qual o consumidor está inserido).

Nas situações em que não é possível alocar o excedente de energia, esse excedente é transformado em créditos de energia (em kWh). Eles podem ser alocados em ciclos de faturamento subsequentes, quando o consumo for maior do que a geração, dentro de até 60 meses (5 anos). Contudo, é importante destacar que a quantidade de créditos compensados se limita ao montante de energia consumida do mês em que eles estão sendo alocados.

Assim como para consumidores sem geração distribuída, quando o valor referente à fatura sem impostos for inferior ao custo de disponibilidade (equivalente a 30 kWh para monofásico, 50 kWh para bifásico ou 100 kWh para trifásico), será cobrado o custo de disponibilidade. Ou seja, em todos os meses, independentemente se há geração maior do que consumo ou créditos a utilizar, o valor mínimo a ser pago é o custo de disponibilidade somado aos impostos.

De forma resumida, a fatura de energia de uma unidade consumidora inserida no grupo B na modalidade de Autoconsumo Local é cobrada de acordo com as Equações 2.6 e 2.7, e as condições estabelecidas a seguir.

$$F_{FV} = (E_{Cr} \cdot TC) - ((E_{inj} + Cred) \cdot T_{inj}) \quad (2.6)$$

Onde F_{FV} é a fatura de energia da unidade consumidora com sistema fotovoltaico [R\$]; E_{Cr} é a energia consumida da rede [kWh]; TC é a tarifa de consumo convencional [R\$/kWh]; E_{inj} é a energia injetada na rede [kWh]; $Cred$ são os créditos a serem somados ao montante de energia injetada (limitados ao montante de energia consumida, $[E_{inj} + Cred] \leq E_{Cr}$) [kWh] e T_{inj} é a tarifa de injeção [R\$/kWh].

$$C_{disp} = E_{disp} \cdot TC \quad (2.7)$$

Onde C_{disp} é o custo de disponibilidade [R\$]; E_{disp} é a energia correspondente ao tipo de sistema (monofásico, bifásico ou trifásico) [kWh] e TC é a tarifa de consumo convencional [R\$/kWh].

- Se a fatura for maior do que o custo de disponibilidade, será cobrado a fatura + impostos
- Se a fatura for menor do que o custo de disponibilidade, será cobrado o custo de disponibilidade + impostos

2.4.3 Projeto de sistemas fotovoltaicos

O sistema solar fotovoltaico pode ser projetado de duas formas: sistema *On-Grid*, quando o sistema fica conectado à rede da distribuidora e pode injetar o excedente de energia, que é o caso dos consumidores com geração distribuída do SCEE; e sistemas *Off-Grid*, quando o sistema não fica conectado à rede (autônomo), sendo necessárias baterias para armazenar a energia excedente gerada. Existe também a possibilidade de o sistema ser

híbrido, em que os painéis ficam conectados à rede, porém também ficam conectados às baterias, sendo possível combinar o uso da energia armazenada nas baterias com o uso da energia fornecida pela rede (FRAIDENREICH et al., 2023).

Os principais componentes de um projeto de sistema solar fotovoltaico são os módulos [painéis] fotovoltaicos, os quais captam a radiação solar e convertem em energia elétrica em corrente contínua; o inversor, o qual é responsável por transformar a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), que é a utilizada como padrão para alimentar as cargas em residências e comércios; a estrutura de fixação dos módulos e os cabos conectores. Nos casos de sistemas *Off-Grid*, é necessário também o banco de baterias e o controlador de carga.

De forma geral, as regras e etapas para a implementação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) estão descritas na Norma **ABNT NBR 16.690:2019 Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos - Requisitos de Projeto** (ABNT, 2019) e, junto ao auxílio de um profissional da área de sistemas fotovoltaicos, podem ser resumidas da seguinte forma:

1. Dimensionamento do sistema:

- Avaliação do consumo médio (kWh/mês); análise do local (espaço disponível, sombreamento e angulação) e da radiação solar na região;
- Cálculo da potência necessária para o sistema, do número de painéis e do número de inversores; definição do layout dos painéis; definição das especificações técnicas dos equipamentos; e seleção dos modelos dos painéis e inversores;
- Definição de estruturas de fixação e cálculo e seleção dos componentes finais, como cabos, conectores e disjuntores.

2. Análise financeira: cálculo do investimento; estimativa de economia e cálculo do *payback*.

3. Documentação: elaboração do memorial descritivo e envio da documentação de solicitação de acesso para a concessionária (sistemas *on-grid*).

4. Instalação: montagem da estrutura e instalação dos painéis; instalação dos inversores; ligação do sistema ao quadro de distribuição e ao ponto de conexão com a rede; testes de funcionamento e de segurança; configuração do sistema de monitoramento.

5. Homologação e liberação: vistoria feita pela concessionária (sistemas *on-grid*); liberação do sistema para operação; troca do medidor convencional pelo medidor bidirecional (quando necessário).

2.5 Energia Solar Térmica

2.5.1 Mercado no Brasil

Diferentemente da energia solar fotovoltaica, que aproveita a radiação do sol para gerar energia elétrica, a energia solar térmica, ou aquecedor solar, é um sistema que aproveita a radiação do sol para gerar calor, sendo utilizado para aquecimento de líquidos, processos industriais e refrigeração. De acordo com a Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2024, elaborado pela ABRASOL, 84% das vendas de sistemas de aquecimento solar de 2023 foram para o segmento residencial, o que é explicado pela vantagem do consumidor residencial em aquecer a água dos chuveiros, diminuindo de forma significativa o consumo e, conseqüentemente, a fatura de energia elétrica (ABRASOL, 2024).

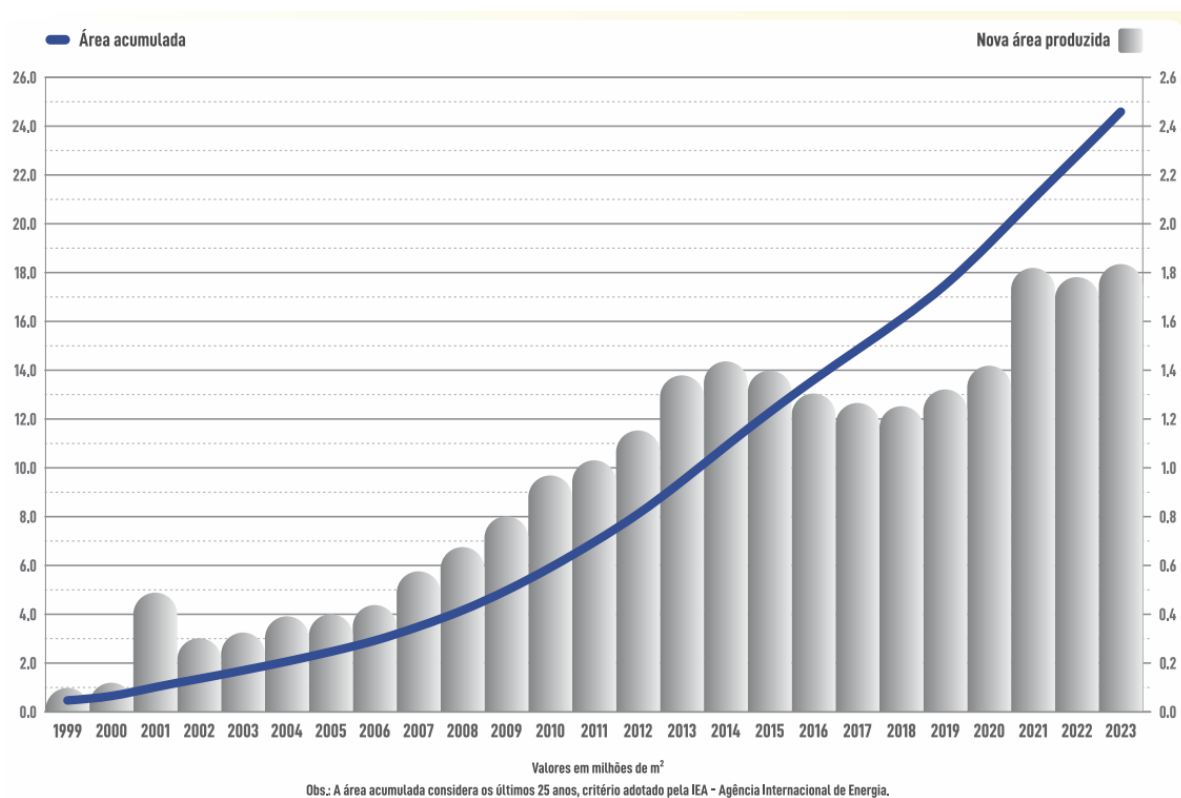
No contexto brasileiro, o mercado de energia solar térmica começou a crescer mais de uma década antes do mercado de energia solar fotovoltaica. Ao final de 1999, já havia sido registrado mais de 100 mil m² de coletores solares instalados, enquanto o primeiro registro de sistemas fotovoltaicos instalados ocorreu apenas em 2012. Essa diferença temporal ocorreu devido ao aquecimento solar ser solução mais simples tecnicamente e mais acessível em termos de investimento inicial.

Após 25 anos, em 2023, o número de coletores solares instalados atingiu a marca expressiva de 24,6 milhões de m², o que deixa evidente a constante procura por aquecimento solar, mesmo com a ascensão da energia solar fotovoltaica como MMGD. Na Figura 5, é possível observar a evolução do mercado de aquecimento solar de 1999 a 2023.

Dentre as diversas vantagens do aquecimento solar (FRAIDENREICH et al., 2023), as principais são:

- **Boa relação entre *payback* e vida útil:** o sistema de aquecimento solar tem um *payback* de 2 a 4 anos, com uma vida útil de 15 a 20 anos e baixa frequência de manutenção;
- **Alívio do Sistema Elétrico Nacional:** contribui para a redução da demanda no horário de ponta, aliviando o sistema elétrico, já que pode descartar até 100% do uso da energia elétrica para aquecer a água do banho;
- **Valorização do imóvel:** imóveis com aquecimento solar têm uma valorização maior no mercado imobiliário;
- **Redução da fatura de energia:** sistemas solares térmicos podem substituir chuveiros elétricos e aquecedores a gás, gerando uma economia significativa na fatura de energia;
- **Sustentabilidade:** como o sol é uma fonte gratuita e abundante, o aquecimento solar se torna um sistema limpo e renovável, sem gerar emissão de gases poluentes.

Figura 5 – Evolução do mercado de aquecimento solar no Brasil



Fonte: Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2024 (ABRASOL, 2024)

O aquecimento solar, apesar de seus vários benefícios, ainda hoje é uma tecnologia pouco explorada entre as pesquisas e relatórios de órgãos governamentais e que possui quase nenhum incentivo fiscal; por isso, existem poucos apontamentos oficiais de dados e interpretações que contribuam para o entendimento do mercado.

2.5.2 Projeto de sistemas de aquecimento solar para banho

De forma resumida, a tecnologia de aquecimento solar utiliza coletores (ou placas solares) para captar a radiação solar e transferir o calor gerado para a água que circula dentro dos tubos internos dos coletores. Essa água já aquecida fica em um reservatório térmico, também conhecido como boiler, o qual garante a disponibilidade de água quente por um longo período de tempo.

Os requisitos e as etapas para que seja possível realizar um projeto e a instalação de um sistema de aquecimento solar da maneira adequada estão detalhados na Norma **ABNT NBR 15.569:2021 - Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Requisitos de projeto e instalação** (ABNT, 2021). Com base nessa norma e com o auxílio de um profissional da área de sistemas de aquecimento de água, foi possível resumir as etapas para implementação desse tipo de sistema:

1. **Dimensionamento preliminar:** avaliação da demanda água quente (residencial,

comercial ou industrial); análise da localização e do clima.

2. **Projeto técnico:** dimensionamento do reservatório térmico; cálculo da quantidade de coletores solares; definição do tipo de sistema (termossifão ou circulação forçada); cálculo da tubulação; projeto hidráulico; integração com sistema auxiliar (gás ou elétrico, se necessário).
3. **Seleção de componentes:** escolha de coletores solares (placas planas ou tubos a vácuo); seleção do reservatório térmico; definição de tubulações e acessórios, como bombas de circulação ou boias.
4. **Análise financeira:** cálculo do investimento; estimativa de economia e cálculo do *payback*.
5. **Instalação:** montagem dos coletores solares; instalação do reservatório e sistema de circulação; conexão das tubulações.
6. **Testes:** verificação de vazamentos; teste de pressão; ajuste do sistema de circulação; verificação da temperatura da água.

2.6 Considerações finais sobre o capítulo

O diagnóstico energético, subsidiado pela Norma ABNT 50.002:2014, dita o passo a passo para a correta análise de instalações elétricas, para que possam ser encontradas oportunidades de melhoria em eficiência energética. Essas oportunidades incluem máquinas com baixo rendimento, instalações mal dimensionadas e, como foco do presente trabalho, a implementação de soluções tecnológicas. Dentre as principais etapas de um diagnóstico, estão a coleta de dados e o levantamento de dados no local, já que reúnem informações como: dados de consumo de energia dos últimos 12 meses; tabelas de faturas de energia; lista de cargas; planejamento de ampliações; plantas arquitetônica e elétrica; condições operacionais de equipamentos; medições de pontos de energia; rotina dos operadores; entre outros. Essa coleta permite uma análise completa e multifatorial da instalação, facilitando a identificação das MEEs.

Para desenvolver as MEEs encontradas, é preciso entender sobre a estrutura tarifária no Brasil, já que a viabilidade financeira de cada medida depende do valor cobrado na fatura mensal de energia do consumidor. A maior parte das regras para tarifação está contida na REN ANEEL n° 1.000/2021 e, para o Grupo B de consumidores (grupo no qual é cobrada apenas a Tarifa de Consumo (TC), e não a Tarifa de Demanda (TD)), a norma define duas modalidades tarifárias: a modalidade convencional, em que a TC é única durante as 24 horas do dia, e a modalidade branca, em que há três TCs diferentes ao longo do dia.

Uma das soluções tecnológicas que podem ser implementadas após um diagnóstico energético é o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), visto que é uma solução

sustentável, já que utiliza o sol como fonte de energia, com uma vida útil longa (25 anos) e com um bom *payback* e retorno financeiro. A elaboração de um projeto e a instalação de um SFCR baseiam-se na Norma ABNT 16.690:2019 e, para o presente trabalho, as primeiras etapas do projeto são as mais importantes: o dimensionamento do sistema - que inclui a avaliação do consumo, do espaço e da irradiação solar do local, o cálculo da potência necessária, número de módulos e inversores, e a definição dos modelos de equipamentos - e a análise financeira, que inclui o cálculo do investimento inicial, da nova fatura mensal, da economia anual e do *payback*.

O Sistema de Aquecimento Solar (SAS) destaca-se como outra solução sustentável e amplamente difundida no Brasil, convertendo energia solar em térmica para aquecimento de água. A elaboração do projeto e instalação do SAS segue a Norma ABNT 15.569:2021, e de forma análoga ao SFCR, destacam-se as etapas iniciais do desenvolvimento do projeto: o dimensionamento técnico - em que é feita a avaliação da demanda de água quente e do local onde será instalado o SAS, o cálculo da capacidade do reservatório e do número de placas solares, e a seleção dos equipamentos e demais componentes - e a análise financeira, com o cálculo do investimento inicial, da nova fatura mensal, da economia anual e do *payback*.

3 METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida fundamenta-se na Norma **ABNT NBR ISO 50.002:2014 - Diagnósticos energéticos - Requisitos com orientação para uso** e na extensa revisão bibliográfica sobre a estrutura tarifária brasileira e o potencial da energia solar como fonte sustentável de geração de energia elétrica e como alternativa para redução da fatura mensal dos consumidores.

É importante destacar que a aplicação da norma, originalmente desenvolvida para instalações existentes, foi adaptada para atender às particularidades de uma instalação em fase de projeto. A adaptação consistiu na eliminação das etapas convencionais de plano de medições no local e visitas técnicas, e no desenvolvimento de uma abordagem alternativa para coleta de dados.

A seguir estão descritas as etapas da metodologia deste trabalho.

1. Levantamento de dados:

Como ponto inicial do diagnóstico energético, foram coletadas todas as informações do projeto relevantes para o quesito de consumo de energia e de fatura de energia. Para isso foram investigados dados técnicos, como a planta do vestiário; o projeto elétrico e a lista de cargas; e também dados administrativos, que levam em conta como é a utilização esperada do vestiário, sendo informações como quantas pessoas vão frequentar o vestiário; em quais momentos; por quanto tempo; e quais os horários de pico esperados.

Uma outra informação relevante para o entendimento do perfil de consumo do vestiário é a das faturas de energia dos últimos 12 meses. Entretanto, como este trabalho visa analisar uma instalação em fase de projeto, essas faturas não existem. Para contornar essa questão, foi proposto um perfil de consumo representativo do vestiário, e foi estimada a fatura de energia de um ano respectiva a esse perfil. Essa proposição, na qual o vestiário é analisado em seu projeto original, sem a implementação de qualquer medida, foi chamada de cenário-base.

Como o vestiário se enquadra no Grupo B de consumidores, para a criação do cenário-base, foi considerada a modalidade tarifária convencional.

2. Análise dos dados e identificação das MEEs:

A partir da coleta de dados, foi possível realizar a análise de todas as informações levantadas sobre o projeto, incluindo o cenário-base proposto, para identificar e justificar a escolha das MEEs mais coerentes e aplicáveis ao projeto do vestiário. As MEEs escolhidas para serem desenvolvidas foram a implementação de um SFCR, para obter a energia a partir de uma fonte sustentável e também reduzir a fatura

de energia, e a implementação de um SAS, para reduzir o consumo proveniente do aquecimento de água e, conseqüentemente, reduzir os gastos com a fatura.

Como complemento, foi desenvolvida também uma medida de adequação tarifária, para verificar se a modalidade branca teria potencial de economia na fatura de energia.

3. Desenvolvimento das medidas:

Foi desenvolvido um projeto para cada MEE selecionada, sendo detalhadas as etapas de dimensionamento do sistema, obtendo-se os resultados de viabilidade técnica do projeto, e de projeção financeira, obtendo-se o investimento inicial, o *payback* simples e a economia potencial do sistema após 10 anos de operação.

Para a adequação tarifária, os dados do vestiário e as condições de tarifação foram reavaliados a fim de aplicar o perfil de consumo às regras da modalidade branca e estimar o novo valor da fatura nessa modalidade e a economia potencial após 10 anos.

Com esses resultados, foi finalizado o diagnóstico energético do projeto do vestiário.

4. Resumo e discussão dos resultados:

Os resultados obtidos para cada medida foram analisados de forma abrangente, considerando tanto os aspectos de sustentabilidade e eficiência energética quanto os critérios de viabilidade econômica. Essa análise comparativa permitiu destacar as vantagens e limitações específicas de cada solução proposta, oferecendo ao proprietário do vestiário um panorama claro para facilitar sua tomada de decisão quanto a escolha do investimento.

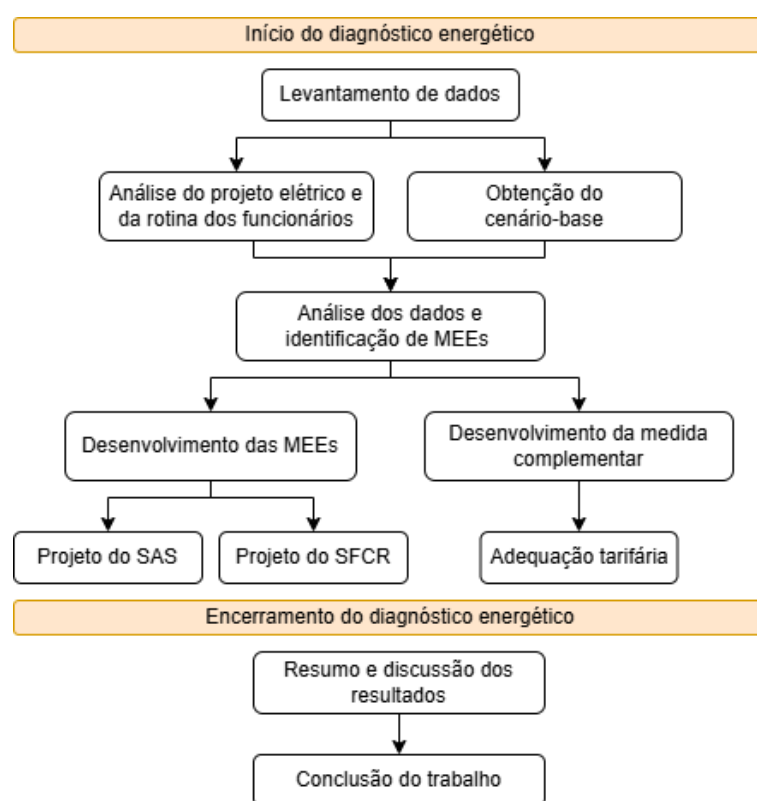
Na Figura 6, é possível visualizar o diagrama da metodologia deste trabalho.

3.1 Caracterização do objeto de estudo

O objeto de estudo deste trabalho é o projeto elétrico de um vestiário industrial de 136 m² a ser construído como ampliação de uma grande fábrica de celulose que fica localizada em uma cidade no interior do estado de São Paulo. Ele terá alimentação independente em baixa tensão, sendo classificado como um consumidor do Grupo B.

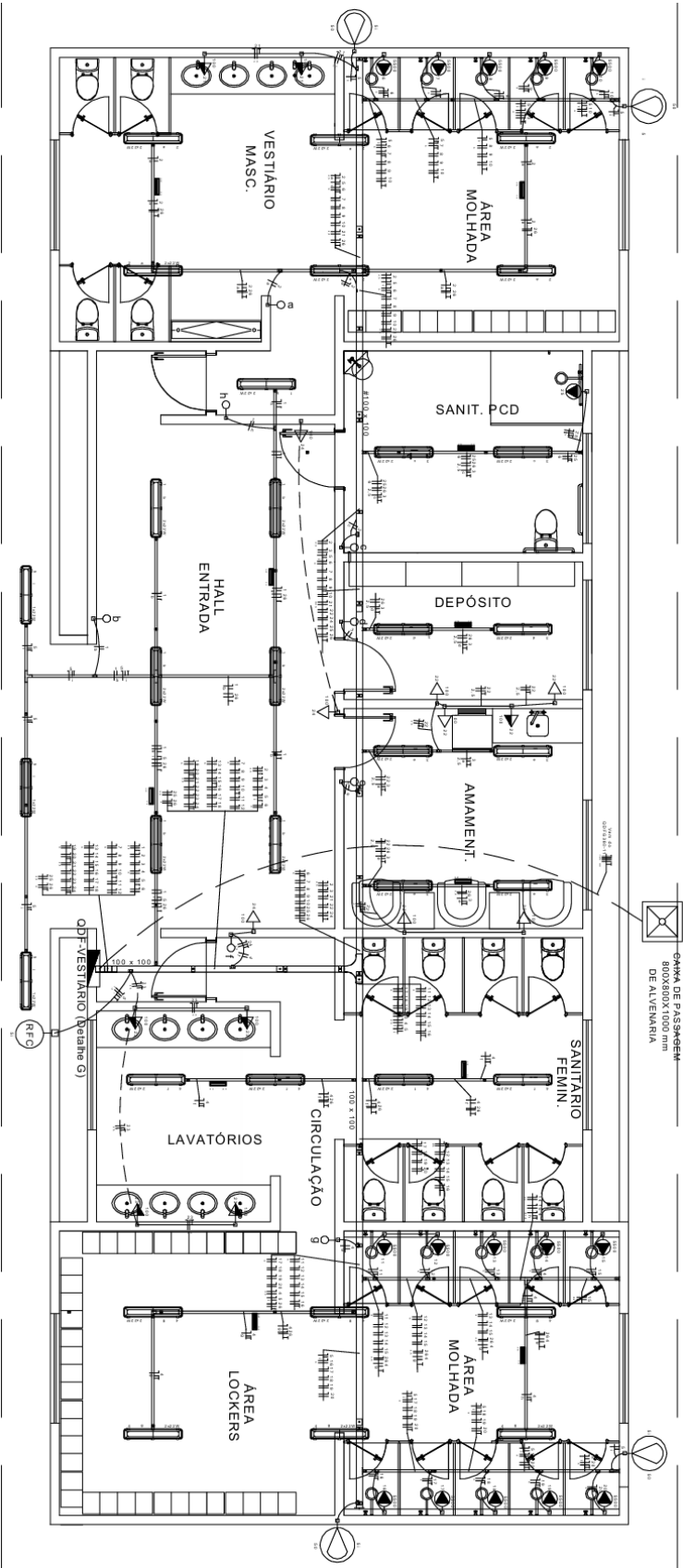
O vestiário é composto por hall de entrada; área molhada, onde ficam os chuveiros; sanitário para PCD; vestiário feminino; vestiário masculino; área com lockers; depósito e área de amamentação. A planta do vestiário, junto ao projeto elétrico, pode ser visualizada na Figura 7.

Figura 6 – Metodologia do trabalho



Fonte: Autora

Figura 7 – Projeto elétrico do vestiário industrial



Fonte: Projetista do vestiário

4 DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DO ESTUDO DE CASO

4.1 Levantamento de dados

O diagnóstico energético convencional, ou seja, de uma instalação existente, sempre começa com a coleta de dados do estabelecimento. Essa etapa inclui o acesso às 12 últimas faturas de energia elétrica e às curvas de carga de equipamentos já medidos, informações essenciais para que seja compreendido o perfil de consumo do consumidor. Entretanto, como o objeto de estudo deste trabalho é um projeto, e não uma instalação existente, foi necessário propor um perfil de consumo para representar a futura utilização de energia do vestiário sem qualquer aplicação de MEEs, e estimar o valor para as faturas de energia. Essa proposição foi chamada de cenário-base, já que, posteriormente, ela foi utilizada como base para comparação com os cenários com as MEEs aplicadas.

As primeiras informações a serem analisadas para a criação do cenário-base foram as características elétricas principais do projeto e sua lista de cargas.

O projeto do vestiário possui 91,92 kW de potência instalada e é um sistema trifásico que utiliza tensão 127/220V da rede. Ele é composto basicamente por cargas de iluminação, chuveiros e tomadas de uso geral, e essas cargas estão distribuídas de forma resumida da seguinte maneira:

- Iluminação: 6 circuitos, totalizando 1,7 kW;
- Chuveiros: 16 circuitos, totalizando 88,0 kW (5,5 kW cada chuveiro);
- Tomadas de uso geral: 4 circuitos, totalizando 1,6 kW;
- Reserva: 1 circuito com 0,6 kW.

Na Tabela 1, é possível visualizar a distribuição detalhada das cargas por circuito.

Por conta de utilizar baixa tensão para a alimentação do vestiário (127V/220V), é possível verificar que o proprietário do vestiário se enquadra no Grupo B de consumidores da ANEEL, sendo do subgrupo B3 (demais classes - industrial). Além disso, por ser de uma cidade do interior de SP, a concessionária que distribui energia para essa região é a CPFL Paulista.

Após a coleta dessas informações, foi possível levantar as características de funcionamento da fábrica, para que fosse possível compreender os padrões de rotina dos funcionários que utilizarão o vestiário.

A fábrica de celulose tem pretensão de operar em regime contínuo, já que muitos de seus processos produtivos não podem ser interrompidos. Dessa forma, a fábrica funcionará de domingo a domingo, durante 24 horas (existem apenas alguns dias durante o ano que são programados para manutenção preventiva). Os turnos de trabalho serão divididos em três momentos: turno da manhã, das 6h às 14h; turno da tarde, das 14h às 22h; e turno da noite, das 22h às 6h. Por turno, estarão trabalhando 100 funcionários.

Tabela 1 – Tabela de carga do Quadro Geral de Distribuição do vestiário

TABELA DE CARGA PROJETO VESTIÁRIO 136m² - QGD		Carga Instalada:		91.92	kW	Tensão:			220	V	Fator de Demanda:		89.81	%	
		Carga Instalada:		92.05	kVA	Corrente Demanda:			239.11	A					
Nº	Nome Circuito	Tensão (V)	Circuito	Fases	Potência ativa (W)	Potência aparente (VA)	Fator de Potência	Comprimento cabo (m)	Corrente (A)	Seção cabo (mm²)	Disjuntor (A)	Curva disparo BCD	Potência por fase (W)		
													R	S	T
1	Iluminação Hall de Entrada	220	Bifásico	RT	308	324	0.95	14	1.47	2.5	10	C	154	0	154
2	Iluminação Vestiário Masculino	220	Bifásico	RS	264	278	0.95	19	1.26	2.5	10	C	132	132	0
3	Iluminação PCD, Amam., Amb.	220	Bifásico	RT	352	371	0.95	17	1.68	2.5	10	C	176	0	176
4	Iluminação Vestiário Feminino	220	Bifásico	RS	440	463	0.95	21	2.11	2.5	10	C	220	220	0
5	Iluminação Externa	220	Bifásico	RT	266	280	0.95	15	1.27	2.5	10	C	133	0	133
6	Chuveiro 01 VM	220	Bifásico	RT	5500	5500	1.00	22	25.00	6.0	25	C	2750	0	2750
7	Chuveiro 02 VM	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	24	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
8	Chuveiro 03 VM	220	Bifásico	RT	5500	5500	1.00	26	25.00	6.0	25	C	2750	0	2750
9	Chuveiro 04 VM	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	28	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
10	Chuveiro 05 VM	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	30	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
11	Chuveiro 01 VF	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	12	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
12	Chuveiro 02 VF	220	Bifásico	RT	5500	5500	1.00	14	25.00	6.0	25	C	2750	0	2750
13	Chuveiro 03 VF	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	16	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
14	Chuveiro 04 VF	220	Bifásico	RS	5500	5500	1.00	18	25.00	6.0	25	C	2750	2750	0
15	Chuveiro 05 VF	220	Bifásico	RS	5500	5500	1.00	20	25.00	6.0	25	C	2750	2750	0
16	Chuveiro 06 VF	220	Bifásico	ST	5500	5500	1.00	17	25.00	6.0	25	C	0	2750	2750
17	Chuveiro 07 VF	220	Bifásico	RT	5500	5500	1.00	19	25.00	6.0	25	C	2750	0	2750
18	Chuveiro 08 VF	220	Bifásico	RS	5500	5500	1.00	21	25.00	6.0	25	C	2750	2750	0
19	Chuveiro 09 VF	220	Bifásico	RS	5500	5500	1.00	23	25.00	6.0	25	C	2750	2750	0
20	Chuveiro 10 VF	220	Bifásico	RS	5500	5500	1.00	25	25.00	6.0	25	C	2750	2750	0
21	Tomadas Vest. Masc.	127	Monofásico	R	200	200	1.00	18	1.57	2.5	16	C	200	0	0
22	Tomadas Amam., Ambul.	127	Monofásico	R	720	720	1.00	15	5.67	2.5	16	C	720	0	0
23	Tomadas Vest. Fem.	127	Monofásico	R	400	400	1.00	9	3.15	2.5	16	C	400	0	0
24	Tomadas Hall Entrada	127	Monofásico	R	300	300	1.00	16	2.36	2.5	16	C	300	0	0
25	Chuveiro PCD	220	Bifásico	RT	5500	5500	1.00	20	25.00	2.5	16	C	2750	0	2750
26	Iluminação de Emergência	127	Monofásico	R	66	69	0.95	50	0.55	45779	10	C	66	0	0
27	Reserva	127	Monofásico	R	600	600	1.00	20	4.72	2.5	16	C	600	0	0
Alimentador de Entrada		220	Trifásico	RST	91916	92053	0.989	30	239.11	300	250	C	30601	30602	30713

Fonte: Projetista do vestiário

4.1.1 Proposição do cenário-base

Para a criação do cenário-base, primeiro foi proposto um perfil de consumo para o vestiário e, posteriormente, foi realizada a estimativa da fatura de energia elétrica do período de um ano baseado nesse perfil de consumo proposto e considerando que o proprietário do vestiário fará parte da modalidade tarifária convencional do Grupo B.

4.1.1.1 Perfil de consumo

A partir do estudo da rotina dos funcionários na fábrica, foi possível estabelecer o uso de energia nos sistemas de iluminação e chuveiros elétricos, os quais correspondem a 95% da carga total do vestiário (88 kW dos 92 kW instalados). Apesar de existirem ainda outras cargas no vestiário, sendo os circuitos de tomadas de uso geral, de iluminação de emergência e de reserva, elas não foram consideradas para a obtenção do perfil de consumo para fins de simplificação. Assim, as considerações para proposição do perfil de consumo foram:

- Número de funcionários utilizando os chuveiros: os chuveiros são utilizados ao final de cada turno, sendo que, dos 100 funcionários, aproximadamente 50% escolhe tomar banho no vestiário. Dessa forma, ao fim de cada turno, existirão 50 pessoas para tomar banho. Não foi levado em conta o gênero das pessoas, assim, para os

cálculos foi computada a quantidade de 15 dos 16 chuveiros do vestiário, já que fator de demanda foi definido para utilização de 15 chuveiros ao mesmo tempo;

- Tempo de banho: o tempo médio de banho foi estabelecido em 10 minutos, visto que, de acordo com o PROCEL, na Pesquisa de Posse e Hábitos de 2019, cerca de 60% dos entrevistados tinham um tempo médio de duração do banho de 6 a 10 minutos (PROCEL, 2019);
- Diferenças de potência ao longo de um ano: durante as estações frias (outono e inverno), os chuveiros são utilizados em sua máxima potência, ou seja, 5500 W; e para as estações quentes (primavera e verão), os chuveiros são utilizados com 70% de sua potência máxima, ou seja, 3850 W (CEMIG, 2023).

A partir dessas considerações, foi determinado o tempo de funcionamento das cargas de iluminação e dos chuveiros em dois momentos: em estações quentes (primavera e verão) e em estações frias (outono e inverno). Como o dia a dia dos funcionários não varia, não houve distinção na definição do tempo de funcionamento de cada carga entre dia útil e fim de semana.

Durante estações quentes (primavera e verão):

Para a iluminação, foi considerado que todos os circuitos de iluminação (interna e externa), cuja carga é de 1,63 kW, ficarão ligados entre 18h e 6h, totalizando 12 horas de funcionamento por dia.

Para os chuveiros elétricos, foi considerado que 50 funcionários tomam banho de 10 minutos, e isso acontece 3 vezes ao dia. Sendo assim, ao fim de cada turno, os chuveiros, que funcionam em uma potência de 3,85 kW, ficam ligados por 500 minutos, ou 8,33 horas, totalizando 25 horas de funcionamento por dia.

Para se calcular o tempo e horário em que os banhos acontecem é necessário levar em consideração que o fator de demanda utilizado para o vestiário é de 89,1%, em que está sendo contabilizada a carga de 15 chuveiros ligados ao mesmo tempo (82,5kW de 91,92kW no total). Assim, são 8,33 horas de chuveiro ligado por turno, as quais divididas pelo número de chuveiros (15), resultam em 0,55 horas. Ou seja, se os 15 chuveiros fossem utilizados ao mesmo tempo, o tempo para que todos os 50 funcionários tomassem banho seria de aproximadamente 30 minutos. Adicionando um tempo reserva entre a saída de uma pessoa do chuveiro e a entrada de outra pessoa, pode-se dizer que o intervalo de tempo em que os funcionários utilizam o chuveiro depois dos turnos é de 1 hora. Assim, os banhos acontecem nos seguintes horários: entre 6h e 7h (depois do turno da noite); entre 14h e 15h (depois do turno da manhã); e entre 22h e 23h (depois do turno da tarde).

Durante estações frias (outono e inverno):

Para a iluminação, foi considerado que todos os circuitos de iluminação (interna e externa), cuja carga é de 1,63 kW, ficarão ligados entre 17h e 7h, totalizando 14 horas de funcionamento por dia.

Para os chuveiros elétricos, a lógica de tempo de funcionamento é a mesma que para estações quentes, porém cada chuveiro funciona agora com uma potência de 5,5 kW (potência máxima).

Para as estações frias, o tempo e horário em que os banhos acontecem seguem a mesma lógica das estações quentes.

Na Tabela 2, é possível verificar o resumo do perfil de consumo proposto para o vestiário a partir das análises e considerações feitas. Na Tabela 3, pode-se observar qual seria o consumo do vestiário durante o período de um ano, considerando cada mês com 30 dias.

Tabela 2 – Perfil de consumo proposto para o vestiário no cenário-base

Carga	Funcionamento	Um dia na primavera e no verão	Um dia no outono e no inverno
Chuveiros elétricos	Carga chuveiro [kW]	3,85	5,5
	Tempo [h]	25	25
	Energia consumida [kWh]	96,25	137,5
Iluminação	Carga iluminação [kW]	1,63	1,63
	Tempo [h]	12	14
	Energia consumida [kWh]	19,56	22,82
Energia consumida diária [kWh]		115,81	160,32

Fonte: Autora

Tabela 3 – Consumo estimado do vestiário para o cenário-base no período de um ano

Mês	Consumo [kWh]
Janeiro	3474,3
Fevereiro	3474,3
Março	3474,3
Abril	4809,6
Maio	4809,6
Junho	4809,6
Julho	4809,6
Agosto	4809,6
Setembro	4809,6
Outubro	3474,3
Novembro	3474,3
Dezembro	3474,3
TOTAL	49703,4

Fonte: Autora

4.1.1.2 Fatura de energia elétrica

Considerando a modalidade convencional, a partir da Equação 2.3 foi possível estimar a fatura de energia elétrica mensal para o período de um ano a ser paga pelo proprietário

do vestiário (Tabela 5). A seguir, foram definidos os parâmetros da equação e, na Tabela 4, está o resumo dos valores de cada parâmetro.

$$F_{Conv} = \frac{(C_m \cdot TC)}{(1 - PIS - COFINS)} \cdot \frac{1}{1 - ICMS}$$

- C_m : o consumo mensal estimado foi apresentado na Tabela 3;
- TC : foi calculada com base nos valores da TUSD (R\$ 0,38815/kWh) e da TE (R\$ 0,28738/kWh) estabelecidos para a Tarifa Convencional do grupo B3 na Resolução Homologatória ANEEL N° 3.452/2025 da CPFL Paulista, vigente até 07/04/2026, considerando a aplicação da bandeira verde, resultando em uma tarifa total de R\$ 0,67553/kWh (ANEEL, 2025);
- $ICMS$: alíquota de 18% para a classe industrial no estado de São Paulo (CPFL Energia, 2025b);
- $PIS/COFINS$: foi utilizada a média das alíquotas anunciadas entre janeiro de 2021 e maio de 2025, sendo 0,82% para o PIS e de 3,79% para o COFINS (CPFL Energia, 2025a).

Tabela 4 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade convencional - CPFL Paulista

Parâmetros	Valor	Unidade
TE	0,28738	R\$/kWh
TUSD	0,38815	R\$/kWh
TC (TE + TUSD)	0,67553	R\$/kWh
PIS	0,0082	-
COFINS	0,0379	-
ICMS	0,18	-

Fonte: Autora

4.2 Análise dos dados e identificação de MEEs

A análise do perfil de consumo e do funcionamento previsto para o vestiário permitiu identificar que os horários e tempo de utilização tanto da iluminação quanto dos chuveiros - que representam a maior parte da carga - não podem ser alterados ou reduzidos. Isso porque a iluminação precisa permanecer acesa durante todo o período noturno por questões de segurança e operacionalidade, enquanto o uso dos chuveiros está vinculado aos turnos de trabalho dos funcionários, conforme estabelecido pelo proprietário da fábrica/vestiário, restringindo a flexibilidade.

Tabela 5 – Fatura mensal estimada do vestiário para o cenário-base no período de um ano

Mês	Consumo [kWh]	Fatura
Janeiro	3474,3	R\$ 3.000,5
Fevereiro	3474,3	R\$ 3.000,5
Março	3474,3	R\$ 3.000,5
Abril	4809,6	R\$ 4.153,7
Maio	4809,6	R\$ 4.153,7
Junho	4809,6	R\$ 4.153,7
Julho	4809,6	R\$ 4.153,7
Agosto	4809,6	R\$ 4.153,7
Setembro	4809,6	R\$ 4.153,7
Outubro	3474,3	R\$ 3.000,5
Novembro	3474,3	R\$ 3.000,5
Dezembro	3474,3	R\$ 3.000,5
TOTAL	49703,4	R\$ 42.925,4
Média mensal	4142,0	R\$ 3.577,1

Fonte: Autora

Diante dessas limitações operacionais, a busca por MEEs foi direcionada para soluções tecnológicas que pudessem ser integradas à infraestrutura existente sem interferir nos padrões de uso estabelecidos. Como resultado desta abordagem, foram identificadas duas alternativas viáveis de MEEs baseadas em energia solar:

- Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede (SFCR) como alternativa sustentável de fonte de energia elétrica e consequente redução na fatura: essa medida, além de seu evidente apelo ambiental por utilizar uma fonte renovável, apresenta um bom custo-benefício, já que com sua crescente popularização, a tecnologia tem se tornado mais viável economicamente. Além disso, o sistema pode reduzir a dependência do vestiário da rede convencional e proporcionar uma diminuição significativa no valor da fatura de energia.
- Sistema de Aquecimento Solar (SAS) como alternativa para redução no consumo de energia elétrica e consequente redução na fatura: dado que os chuveiros elétricos são a carga crítica do vestiário, o aquecimento da água para os banhos a partir da energia solar térmica é uma medida que tende a ser especialmente adequada, já que é possível substituir total ou parcialmente os chuveiros elétricos. Sendo assim, essa solução possui um potencial de diminuir consideravelmente o consumo e, consequentemente, a dependência da rede convencional, e ainda de gerar economia expressiva na fatura de energia.

Para complementar as alternativas de eficiência encontradas, também foi desenvolvida uma medida diretamente relacionada à redução da fatura de energia: a adequação tarifária. Como o cenário-base do vestiário foi considerado para a modalidade convencional, foi

possível verificar se haveria uma economia financeira do proprietário ao alterar para a modalidade branca, a qual possui um valor diferente de tarifa para diferentes períodos do dia.

A mudança para a modalidade branca pode estar ligada indiretamente à eficiência energética, já que o valor da tarifa é menor em horários que não são de pico (horário fora de ponta ou intermediário), o que incentiva o consumidor a consumir menos energia no horário de ponta ou alterar o horário do consumo, aliviando o sistema elétrico em horários de pico. Entretanto, para o caso do vestiário, como o horário de consumo e o tempo de consumo dependem dos turnos e dos funcionários, não é possível estabelecer esse tipo de incentivo.

4.3 Desenvolvimento das medidas encontradas

Nesta seção, para as medidas de instalação do SFCR e do SAS, foi elaborada uma análise detalhada em dois aspectos: o dimensionamento dos sistemas, contemplando cálculos de carga, seleção de equipamentos e definição de especificações técnicas; e a projeção financeira, com cálculo do investimento inicial, do *payback* simples e da economia potencial ao longo de 10 anos de operação.

No caso da adequação tarifária, o estudo focou na análise financeira, com o cálculo da economia potencial na fatura após 10 anos de aplicação dessa medida.

4.3.1 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

4.3.1.1 Dimensionamento do sistema

Para essa etapa, foi detalhado o dimensionamento dos componentes principais do SFCR, os módulos solares e os inversores, baseando-se na Norma ABNT NBR 16.690:2019 (ABNT, 2019) e com o auxílio de um eletricitista e engenheiro eletricitista que atuam na área. O dimensionamento do cabeamento, conectores, estrutura de fixação e outros acessórios elétricos não foi detalhado, apenas considerado para a projeção financeira. Além disso, não foram considerados os aspectos de inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos.

Para dar início ao dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi necessário obter o consumo médio mensal do vestiário, a irradiação solar média na localização do vestiário e o espaço disponível para alocação dos módulos. Sendo assim:

- A média mensal de consumo, obtida a partir do consumo proposto para o cenário-base (Tabela 3), é de 4142 kWh/mês;
- A média de irradiação solar considerada para a cidade do vestiário é de 5,466 kWh/m²/dia (Governo do Estado de São Paulo, 2013), valor que também representa o número de Horas de Sol Pleno (HSP) por dia, que é a quantidade de horas em que a irradiação solar é de aproximadamente 1000 W/m²;

- O espaço disponível será o telhado do próprio vestiário, o qual possui 136 m². Como a demanda de água será muito grande, a caixa d'água ficará externa ao vestiário, deixando todo o espaço livre para instalação dos módulos fotovoltaicos.

Com essas informações, foi possível calcular a estimativa da potência de pico do sistema, dada em Wp, a partir da Equação 4.1. Considerando uma eficiência do sistema de 80%, o resultado foi uma potência de 31,57 kWp.

$$P_{FV} = \frac{C_m}{HSP \cdot 30 \cdot \eta} \quad (4.1)$$

Onde P_{FV} é a potência máxima estimada do sistema fotovoltaico [kWp]; C_m é o consumo médio mensal [kWh/mês]; o valor 30 representa os 30 dias do mês e η é a eficiência do sistema [adimensional].

Assim, foi possível verificar a quantidade de módulos necessários através da Equação 4.2. Para isso, foi escolhido o módulo do modelo TWMNH-66HD610, da Tongwei, cuja potência máxima é de 610 Wp, sendo obtido um número de 51,76 módulos. Entretanto, foi preciso verificar se essa quantidade de módulos caberia no telhado do vestiário, o qual possui uma área de 136 m².

$$N_m = \frac{P_{FV}}{P_m} \quad (4.2)$$

Onde N_m é o número de módulos [adimensional]; P_{FV} é a potência máxima estimada do sistema fotovoltaico [kW] e P_m é a potência de um módulo individual [kWp].

Cada módulo de 610 W do modelo selecionado possui uma área de ocupação de 2,7 m² e, ainda, é necessário deixar cerca de 10% de espaço além da área dos módulos para o arranjo dos módulos no telhado. Dessa forma, para que os módulos pudessem ser alocados com margem, foi necessário considerar apenas 45 módulos, totalizando aproximadamente 122 m² de ocupação apenas de módulos.

Com o novo número de módulos escolhido, foi possível verificar qual a nova potência de pico do sistema, sendo de 27,45 kWp (Equação 4.3), qual a potência de pico real que o sistema consegue fornecer ao inversor, sendo de 21,96 kWp (Equação 4.4), e qual a geração média estimada por mês, sendo de aproximadamente 3601 kWh (Equação 4.5).

$$P_{FV}^{nova} = N_m^{nova} \cdot P_m \quad (4.3)$$

Onde P_{FV}^{nova} é a nova potência teórica máxima estimada do sistema fotovoltaico considerando [kW]; N_m é o novo número de módulos [adimensional] e P_m é a potência de um módulo individual[kWp].

$$P_{FV}^{real} = P_{FV}^{nova} \cdot \eta \quad (4.4)$$

Onde P_{FV}^{real} é a potência real máxima do sistema fotovoltaico [kWp]; P_{FV}^{nova} é a nova potência teórica máxima do sistema fotovoltaico (desconsiderando sua eficiência) e η é a eficiência do sistema [adimensional].

$$E_G = P_{FV}^{real} \cdot HSP \cdot 30 \quad (4.5)$$

Onde E_G é a energia gerada mensal pelo SFCR [kWh]; P_{FV}^{real} é a potência real máxima do sistema fotovoltaico [kWp] e o valor 30 representa os 30 dias do mês.

Para iniciar a etapa de dimensionamento dos inversores, é necessário entender melhor como eles funcionam. O inversor solar string (ou grid-tie), aplicado em sistemas conectados à rede, é o equipamento responsável por transformar a corrente contínua (CC), gerada pelos módulos solares, em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica. Ele também possui algumas funções secundárias importantes, sendo elas a otimização de energia utilizando o MPPT (Maximum Power Point Tracker), algoritmo que ajusta continuamente a tensão e a corrente para extrair a máxima potência possível em qualquer condição; a sincronização com a rede, para garantir que a potência injetada tenha a mesma frequência (60 Hz) que a da rede; a proteção do sistema, já que o inversor é capaz de desligar o sistema em caso de falhas; e o monitoramento, em que são coletados dados em tempo real de geração e desempenho do sistema, sendo possível acessar via Wi-Fi, Bluetooth ou cabo (Portal Solar, 2025).

Para a correta escolha do inversor, foi necessário configurar as strings que serão conectadas a ele. Uma string é um conjunto de módulos conectados em série, onde a tensão total equivale à soma das tensões de cada módulo e a corrente total é a mesma do módulo individual (por esse motivo, os módulos a serem conectados em uma string devem ser idênticos). Para cada string, é preciso manter a tensão dentro dos limites do inversor e não ultrapassar a corrente máxima de cada entrada MPPT do inversor. A seguir, estão descritos alguns dados técnicos do módulo escolhido para que seja possível definir o modelo do inversor.

- Tensão de Máxima Potência (V_{mp}): 41,15 V
- Corrente da Máxima Potência (I_{mp}): 14,83 A

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): 47,90 V

Considerando a instalação de 45 módulos distribuídos em 3 strings de 15 módulos cada, é obtida uma tensão de máxima potência por string de 617,25 V e uma tensão de circuito aberto por string de 718,50 V (Equações 4.6 e 4.7). Como cada string terá uma corrente de 14,83 A, considerando a utilização de uma string por entrada MPPT, cada entrada MPPT deverá suportar no mínimo 14,83 A.

$$V_{string} = N_{ms} \cdot V_{mp} \quad (4.6)$$

Onde V_{string} é a tensão de máxima potência da string [V]; N_{ms} é o número de módulos na string [adimensional] e V_{mp} é a tensão de máxima potência de cada módulo [V].

$$V_{stringOC} = N_s \cdot V_{oc} \quad (4.7)$$

Onde $V_{stringOC}$ é a tensão de circuito aberto da string [V]; N_{ms} é o número de módulos na string [adimensional] e V_{oc} é a tensão de circuito aberto de cada módulo [V].

Quanto à potência do inversor, é importante considerar que o sistema fotovoltaico opera com uma eficiência de aproximadamente 80% na conversão para corrente contínua (CC), o que resulta em 21,96 kWp (já anteriormente calculado) disponíveis na entrada do inversor. Esta potência em CC é convertida, com alta eficiência (tipicamente acima de 97%), em potência em corrente alternada (CA).

Assim, a seleção da potência nominal do inversor pode seguir duas abordagens: selecionar um inversor com potência nominal inferior à potência de entrada, já que ele pode operar com sobrecargas temporárias de até 10%; ou selecionar um inversor com potência igual ou mesmo superior à potência de entrada em CC, o que garante o aproveitamento integral da energia gerada e ainda possibilita futuras expansões do sistema fotovoltaico, caso sejam necessárias.

De forma resumida, os requisitos para a definição do inversor, então, são:

- Potência CA: aproximadamente 22kW
- Tensão CC: suportar 718,50 V
- Número de entradas MPPTs: no mínimo 3
- Corrente CC por entrada MPPT: suportar 14,83 A
- Inversor trifásico 127/220V (tensão de alimentação dos equipamentos do vestiário)

Assim, foi escolhido o inversor solar trifásico 127/220V do modelo PHB23K-SDT, com as características a seguir, sendo necessário apenas um inversor.

- Potência CA: 23kW
- Tensão CC: máxima de 850 V
- Número de entradas MPPTs: 3 (sendo possível conectar 2 strings idênticas por entrada MPPT)
- Corrente CC por entrada MPPT: máxima de 32 A

Além do inversor, muitas vezes, também é necessária uma string box. Ela é responsável por proteger e organizar as conexões entre os módulos solares (suas strings) e o inversor. Ela contém dispositivos de segurança, como disjuntores CC, DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) e fusíveis, que evitam danos ao sistema em caso de falhas elétricas, como curtos-circuitos, surtos de tensão ou sobrecargas. Entretanto, no caso do inversor escolhido, a string box já está integrada ao inversor, não havendo necessidade de adquiri-la à parte.

Por fim, para a instalação do sistema são necessários outros componentes, como cabos, conectores, disjuntores e a estrutura de fixação dos módulos. O dimensionamento e a seleção desses componentes não foram detalhados nesta seção, apenas incluídos no cálculo financeiro.

Na Tabela 6, é apresentado um resumo do dimensionamento do sistema.

Tabela 6 – Resumo do dimensionamento do SFCR

Módulos solares	
Potência módulo:	610 W
Número de módulos:	45
Área total de módulos:	121,25 m ²
Potência máxima do sistema:	27,45 kWp
Potência máxima com 80% de eficiência:	21,96 kWp
Inversor solar	
Potência inversor:	23 kW
Número de inversores:	1
Número de strings:	3
Número de módulos por string:	15
Consumo médio X Geração média	
Consumo médio mensal:	4,142 kWh
Energia gerada média mensal:	3,601 kWh

Fonte: Autora

4.3.1.2 Projeção financeira

O estudo de viabilidade econômica do SFCR foi desenvolvido em três etapas: estimativa do investimento inicial, cálculo da economia financeira após 10 anos de operação e determinação do *payback*.

Considerando o dimensionamento realizado, para estimar o investimento inicial do SFCR foram feitos orçamentos junto a um engenheiro eletricista e a um eletricitista, profissionais com mais de dez anos de atuação na área de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte. Os valores apresentados a seguir são aproximados, já que os preços dos materiais podem variar de acordo com o fornecedor e com o momento da aquisição, e os preços de serviços podem variar de acordo com o profissional escolhido.

Dessa forma, o investimento inicial para a implementação do SFCR no vestiário totalizou aproximadamente R\$ 64.000,00. A composição do investimento é detalhada a seguir.

- **Materiais do sistema fotovoltaico:** contempla módulos solares, inversor solar, cabos, conectores, kit completo de fixação dos módulos (considerado para telhados de cerâmica), e quadro CA do inversor → R\$ 42.000,00
- **Serviços do engenheiro:** contempla mão de obra para elaboração do projeto e todo o processo de homologação junto à CPFL Paulista → R\$ 9.000,00
- **Serviços do eletricitista:** contempla mão de obra para a instalação dos módulos e configuração do sistema de monitoramento → R\$ 9.900,00
- **Materiais + serviços do eletricitista para conexão:** contempla os materiais (cabos, disjuntores, tubulação) e a mão de obra para ligação do quadro CA do inversor com a rede → R\$ 3.045,00

Para obter o novo valor da fatura mensal do vestiário, foram utilizadas as regras impostas pela Lei 14.300/2022, descritas na seção 2.4.2, sendo considerada a modalidade convencional, assim como para o cenário-base, grupo GD II, e modelo de Autoconsumo Local. Assim, os parâmetros utilizados para os cálculos da fatura foram descritos a seguir.

- **Fator de simultaneidade:** foi determinado como 0,18 (Equação 4.8), considerando as características operacionais do vestiário. Este valor reflete a única HSP no dia, de um total de 5,466 HSP em média, de grande consumo, em que os chuveiros estão todos ligados (após o turno da manhã, entre 14h e 15h). Nos demais períodos de consumo, seja durante a utilização noturna da iluminação ou após os demais turnos, a irradiação solar é muito baixa ou nula, não contribuindo para a simultaneidade de geração e consumo.

Ou seja, a única representa o dividido pelo

Fator de simultaneidade: foi determinado como 0,18 (Equação 4.8), considerando as características operacionais do vestiário. Este valor é resultado da diferença entre a única HSP no dia em que há grande consumo (representa o montante de energia autoconsumida), em que os chuveiros estão todos ligados (após o turno da manhã, entre 14h e 15h), e o total de 5,466 HSP no dia (representa o montante de energia

total gerado pelo sistema fotovoltaico). Nos demais períodos de consumo do dia, seja durante a utilização noturna da iluminação ou após os demais turnos, a irradiação solar é muito baixa ou nula, não contribuindo para a simultaneidade de geração e consumo.

$$F_{simul} = \frac{HSP_{EC}}{HSP_m} \quad (4.8)$$

Onde F_{simul} é o fator de simultaneidade estimado [adimensional]; HSP_{EC} são as Horas de Sol Pleno em que há um grande consumo [h]; e HSP_m são as Horas de Sol Pleno média na localização do vestiário [h].

- TUSD Fio B: foi utilizado o valor de R\$ 0,20665/kWh, estabelecido para a Tarifa Convencional do grupo B3 inserido no SCEE na Resolução Homologatória ANEEL N° 3.452/2025 da CPFL Paulista, vigente até 07/04/2026, considerando a aplicação da bandeira verde (ANEEL, 2025).
- Porcentagem de desconto da TUSD Fio B na fatura: regras referentes ao grupo GD II (2025 - 45%, 2026 - 60%, 2027 - 75%, 2028 - 90%, 2029 - a definir). Para os anos a partir de 2029, foi considerada a mesma porcentagem definida para o último ano, de 90% da TUSD Fio B.
- Tarifa de Consumo: foi calculada com base nos valores da TUSD (R\$ 0,38815/kWh) e da TE (R\$ 0,02202/kWh) estabelecidos para a Tarifa Convencional do grupo B3 inserido no SCEE na Resolução Homologatória ANEEL N° 3.452/2025 da CPFL Paulista, vigente até 07/04/2026, considerando a aplicação da bandeira verde, resultando em uma tarifa total de R\$ 0,67553/kWh (ANEEL, 2025).
- Tarifa de Injeção: foi calculada considerando os valores de TE, TUSD, TUSD Fio B e a porcentagem anual de desconto (Equação 2.5), obtendo-se um valor diferente para cada ano entre 2025 e 2028.
- Custo de disponibilidade: como o sistema é trifásico, o custo de disponibilidade é de R\$ 41,02 (Equação 2.7).
- ICMS: assim como para o cenário-base, para o ICMS, foi utilizada a alíquota de 18% (classe industrial no estado de São Paulo), e para o PIS/COFINS, foi utilizada a média das alíquotas anunciadas entre janeiro de 2021 e maio de 2025, sendo 0,82% para o PIS e de 3,79% para o COFINS (CPFL Energia, 2025b; CPFL Energia, 2025a). Além disso, como a incidência dos impostos sobre a energia injetada varia de estado para estado, podendo ser nula, foram considerados impostos apenas sobre a energia consumida da rede.

O fator de simultaneidade foi utilizado para obter o montante de energia injetada na rede e consumida da rede, já que são valores que seriam extraídos da fatura de energia.

Para a obtenção da energia injetada, o fator de simultaneidade foi utilizado de acordo com a Equação 4.9, o que define que, caso toda a energia gerada esteja sendo consumida de forma instantânea, o fator é 1, e a energia injetada é 0.

Para a obtenção da energia consumida da rede, como forma de simplificação, o mesmo fator de simultaneidade foi utilizado de forma análoga (Equação 4.10), entretanto, essa equação não reflete corretamente a relação entre o montante de energia consumida total e o montante de energia consumida da rede, já que, no caso de o fator ser 1, não significa que a energia consumida da rede é 0. Dessa forma, a melhor estimativa de energia consumida da rede a ser feita seria subtrair da energia total consumida o montante de energia autoconsumida (diferença entre energia gerada e energia injetada).

$$E_{inj} = E_G \cdot (1 - F_{simul}) \quad (4.9)$$

Onde E_{inj} é a energia injetada na rede [kWh]; E_G é a energia total gerada pelo SFCR [kWh], obtida durante o dimensionamento do sistema, e F_{simul} é o fator de simultaneidade estimado.

$$E_{Cr} = E_C \cdot (1 - F_{simul}) \quad (4.10)$$

Onde E_{Cr} é a energia consumida da rede [kWh]; E_C é a energia total consumida pelo vestiário [kWh], obtida pelo cenário-base, e F_{simul} é o fator de simultaneidade estimado.

Na Tabela 7, é possível visualizar o resumo dos parâmetros definidos para o cálculo da fatura.

Com esses parâmetros, foi possível calcular a fatura a partir da Equação 2.6, apresentada a seguir novamente, e das Equações 2.7 e 2.5, para os anos de 2025 a 2028, período em que já foi estabelecida a variação do desconto da TUSD Fio B. Foi considerada a mesma média de geração do SFCR para todos os anos, assim como a média de consumo mensal. Os resultados estão presentes nas Tabelas 8 a 11.

$$F_{FV} = (E_{Cr} \cdot TC) - ((E_{inj} + Cred) \cdot T_{inj})$$

Onde F_{FV} é a fatura de energia da unidade consumidora com sistema fotovoltaico [R\$]; E_{Cr} é a energia consumida da rede [kWh]; TC é a tarifa de consumo convencional [R\$/kWh]; E_{inj} é a energia injetada na rede [kWh]; $Cred$ são os créditos a serem somados ao montante

Tabela 7 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade convencional com SFCR - CPFL Paulista

Parâmetros	Valor	Unidade
TE	0,02202	R\$/kWh
TUSD	0,38815	R\$/kWh
TUSD Fio B	0,20665	R\$/kWh
Tarifa de Consumo (TE + TUSD)	0,41017	R\$/kWh
% de desconto de TUSD Fio B (2025)	0,45	-
Tarifa de Injeção (2025)	0,31718	R\$/kWh
% de desconto de TUSD Fio B (2026)	0,60	-
Tarifa de Injeção (2026)	0,28618	R\$/kWh
% de desconto de TUSD Fio B (2027)	0,75	-
Tarifa de Injeção 2027	0,25518	R\$/kWh
% de desconto de TUSD Fio B (2028)	0,90	-
Tarifa de Injeção 2028	0,22419	R\$/kWh
Energia do custo disponibilidade	100	kWh
Custo de disponibilidade	41,02	R\$
PIS	0,0082	-
COFINS	0,0379	-
ICMS	0,18	-
Tarifa de Consumo + impostos	0,52438	R\$/kWh
Custo de disponibilidade + impostos	52,44	R\$

Fonte: Autora

de energia injetada (limitados ao montante de energia consumida, $[E_{inj} + Cred] \leq E_{Cr}$) [kWh] e T_{inj} é a tarifa de injeção [R\$/kWh].

Tabela 8 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2025

Mês 2025	E total gerada [kWh]	E total consumida [kWh]	Fator simul	E injetada rede [kWh]	E consumida rede [kWh]	Fatura	Créditos acumulados [kWh]
Janeiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	104,3
Fevereiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	208,5
Março	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	312,8
Abril	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.036,2	0,0
Maio	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.135,4	0,0
Junho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.135,4	0,0
Julho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.135,4	0,0
Agosto	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.135,4	0,0
Setembro	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.135,4	0,0
Outubro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	104,3
Novembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	208,5
Dezembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 592,3	312,8
TOTAL FATURA 2025:						R\$ 10.267,3	

Fonte: Autora

Observando a fatura anual, entende-se que, embora os gastos com a fatura de energia apresentem um aumento anual devido ao aumento do desconto da TUSD Fio B, os valores permanecem significativamente inferiores em comparação ao cenário-base - que apresenta uma fatura anual de R\$ 42.925,40.

Através da Tabela 12, é possível visualizar uma comparação detalhada das faturas entre

Tabela 9 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2026

Mês 2026	E total gerada [kWh]	E total consumida [kWh]	Fator simul	E injetada rede [kWh]	E consumida rede [kWh]	Fatura	Créditos acumulados [kWh]
Janeiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	417,0
Fevereiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	521,3
Março	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	625,5
Abril	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.048,3	0,0
Maio	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.227,3	0,0
Junho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.227,3	0,0
Julho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.227,3	0,0
Agosto	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.227,3	0,0
Setembro	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.227,3	0,0
Outubro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	104,3
Novembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	208,5
Dezembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 681,0	312,8
TOTAL FATURA 2026:						R\$ 11.270,3	

Fonte: Autora

Tabela 10 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2027

Mês 2027	E total gerada [kWh]	E total consumida [kWh]	Fator simul	E injetada rede [kWh]	E consumida rede [kWh]	Fatura	Créditos acumulados [kWh]
Janeiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	417,0
Fevereiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	521,3
Março	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	625,5
Abril	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.159,5	0,0
Maio	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.319,1	0,0
Junho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.319,1	0,0
Julho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.319,1	0,0
Agosto	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.319,1	0,0
Setembro	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.319,1	0,0
Outubro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	104,3
Novembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	208,5
Dezembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 769,6	312,8
TOTAL FATURA 2027:						R\$ 12.372,4	

Fonte: Autora

Tabela 11 – Fatura mensal estimada do vestiário com SFCR em 2028

Mês 2028	E total gerada [kWh]	E total consumida [kWh]	Fator simul	E injetada rede [kWh]	E consumida rede [kWh]	Fatura	Créditos acumulados [kWh]
Janeiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	417,0
Fevereiro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	521,3
Março	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	625,5
Abril	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.270,7	0,0
Maio	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.411,0	0,0
Junho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.411,0	0,0
Julho	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.411,0	0,0
Agosto	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.411,0	0,0
Setembro	3601,0	4809,6	0,18	2963,0	3957,4	R\$ 1.411,0	0,0
Outubro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	104,3
Novembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	208,5
Dezembro	3601,0	3474,3	0,18	2963,0	2858,7	R\$ 858,2	312,8
TOTAL FATURA 2028:						R\$ 13.474,6	

Fonte: Autora

o cenário-base e o cenário do vestiário com SFCR para um período de 10 anos (2025 a 2034). A partir do ano de 2029, período em que não há regra de desconto estabelecida pela ANEEL, foi considerado o mesmo desconto de 2028, de 90% da TUSD Fio B.

Tabela 12 – Comparação de economia entre cenário-base e SFCR no período de 10 anos

Ano	Fatura Cenário-Base	Fatura SFCR	Economia	Economia Acumulada
2025	R\$ 42.925,4	R\$ 10.267,3	R\$ 32.658,0	R\$ 32.658,0
2026	R\$ 42.925,4	R\$ 11.270,3	R\$ 31.655,1	R\$ 64.313,1
2027	R\$ 42.925,4	R\$ 12.372,4	R\$ 30.553,0	R\$ 94.866,1
2028	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 124.316,9
2029	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 153.767,7
2030	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 183.218,5
2031	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 212.669,3
2032	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 242.120,2
2033	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 271.571,0
2034	R\$ 42.925,4	R\$ 13.474,6	R\$ 29.450,8	R\$ 301.021,8
Total 10 anos:	R\$ 429.253,7	R\$ 128.231,9	R\$ 301.021,8	R\$ 301.021,8
Média anual:	R\$ 42.925,4	R\$ 12.823,2	R\$ 30.102,2	-

Fonte: Autora

Compilando os dados, é possível verificar que foi obtida a seguinte economia:

- **Economia anual média:** R\$ 30.102,20
- **Economia acumulada total em 10 anos:** R\$ 301.021,80
- **Economia em 10 anos, considerando o investimento inicial:** R\$ 237.021,80

Para o cálculo do *payback*, é importante ressaltar a vida útil dos módulos e do inversor, assim como suas respectivas garantias, já que isso pode interferir diretamente no retorno do investimento. Os módulos possuem uma vida útil de cerca de 25 anos, e o modelo escolhido possui garantia de 12 anos contra defeitos de fábrica. Além disso, o inversor possui uma vida útil de 15 anos, com uma garantia contra danos de fábrica de 10 anos. É provável que seja necessário fazer a reposição do inversor; porém, para os cálculos de *payback*, foi considerado apenas o investimento inicial do sistema fotovoltaico, de R\$64.000.

Observando a coluna de Economia Acumulada na Tabela 12, é possível perceber que em apenas 2 anos, já em 2026, o valor de economia proveniente da instalação do SFCR já ultrapassa o valor de investimento inicial do sistema, resultando em um *payback* de aproximadamente 2 anos.

4.3.2 Sistema de Aquecimento Solar para banhos

4.3.2.1 Dimensionamento do sistema

Para essa etapa, foi detalhado o dimensionamento dos componentes principais do SAS, o boiler e os coletores solares, de acordo com a Norma ABNT NBR 15.569:2021 (ABNT,

2021) e com o auxílio de um engenheiro eletricista que possui uma empresa com atuação na área de sistemas fotovoltaicos e de aquecimento solar. O dimensionamento das tubulações de água quente e fria, válvulas, estrutura de fixação e outros acessórios hidráulicos não foi detalhado, sendo apenas considerado para a análise de viabilidade econômica. Assim como para o SFCR, não foram considerados os aspectos de inclinação e orientação dos coletores solares.

É importante destacar que esse sistema ainda considera o uso de chuveiros elétricos como complemento, uma vez que, durante o outono e, principalmente, no inverno, o SAS não terá capacidade de aquecer toda a água demandada. Dessa forma, a eletricidade dos chuveiros atuará como um sistema auxiliar, garantindo o conforto térmico mesmo em períodos de menor irradiação solar.

Para dar início ao dimensionamento, foi necessário encontrar o volume de água quente necessário para a quantidade de banhos diários. De acordo com a norma supracitada, para duchas de banho, a média de vazão é de 3 L/min a 15 L/min. Considerando chuveiros elétricos de 5,5 kW, os quais não possuem uma potência muito alta para aquecimento da água, foi considerada uma vazão menor, de 7 L/min. Dessa forma, utilizando a Equação 4.11, como ocorrerão 150 banhos por dia (50 a cada turno) de 10 minutos cada, totalizando 1500 minutos de banho, serão necessários 10.500 L, ou 10,5 m³, de água quente.

$$V_c = Q_v \cdot t \quad (4.11)$$

Onde V_c é o volume de consumo de água quente necessário [m³]; Q_v é a vazão volumétrica dos chuveiros [m³] e t é o tempo de utilização dos chuveiros [min].

A partir do cálculo de volume de água quente necessária, foi possível estimar o volume do boiler que armazenará essa água. A indicação da norma supracitada é que o volume de armazenamento seja maior ou igual a 75% do volume de consumo; dessa forma, adotando o valor de 75%, o volume do boiler deverá ser de aproximadamente 7,9 m³ (Equação 4.12). Dessa forma, para compor o armazenamento de água do sistema, foi selecionado o boiler TEMPER SOL Premium Baixa Pressão Aço 316, que possui um volume de 2 m³ (2.000 L), sendo necessários, então, 4 boilers.

$$V_{boiler} = V_c \cdot 0,75 \quad (4.12)$$

Onde V_{boiler} é o volume do boiler [m³]; V_c é o volume de consumo de água quente [m³] e 0,75 representa a porcentagem indicada.

Em sequência, foi possível calcular a energia útil necessária para aquecer o volume de água do boiler da temperatura ambiente, que para o estado de São Paulo é em média

23 °C, para a temperatura de consumo para banho, que fica em aproximadamente 40 °C, resultando em aproximadamente 265 kWh/dia (Equação 4.13). É indicado que a temperatura de armazenamento de água no boiler seja maior do que a temperatura de banho; dessa forma, foi considerada uma temperatura de armazenamento de 50 °C. Também foi calculada a energia de perdas térmicas do sistema através da Equação 4.14, resultando em aproximadamente 40 kWh/dia.

$$E_{til} = \frac{V_{boiler} \cdot \rho \cdot c \cdot (T_{boiler} - T_{amb})}{3600} \quad (4.13)$$

Onde E_{til} é a energia necessária para aquecer a água para banhos [kWh/dia]; V_{boiler} é o volume do boiler [m³]; ρ é a massa específica da água igual a 1000 kg/m³; c é o calor específico da água igual a 4,18 kJ/kg · K; T_{boiler} é a temperatura de armazenamento da água no boiler [°C] e T_{amb} é a temperatura média anual na localização do sistema [°C].

$$E_{perdas} = 0,15 \cdot E_{til} \quad (4.14)$$

Onde E_{perdas} é a energia térmica perdida [kWh/dia] e E_{til} é a energia útil para aquecer a água do boiler [kWh/dia].

Com isso, antes de calcular a área de coletores solares necessária, foi preciso estimar a produção média diária de energia específica (PMDEE) do coletor solar escolhido e o fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar.

Para estimar o PMDEE do coletor solar, é possível utilizar a Equação 4.15, entretanto muitas marcas de coletores solares já indicam o PMDEE nas especificações técnicas de cada um deles. Para o vestiário, foi escolhido o coletor solar TEMPERSOL Premium 2,00 x 1,00 COBRE A, de 2 m², que indica uma produção mensal de 160,8 kWh/mês, o que corresponde a uma PMDEE de 2,68 kWh/m²/dia.

$$PMDEE = 4,901 \cdot (F_g - 0,0249 \cdot F_p) \quad (4.15)$$

Onde $PMDEE$ é a produção média diária de energia específica do coletor solar [kWh/m²/dia]; F_g é o coeficiente de ganho do coletor solar e F_p é o coeficiente de perdas do coletor solar.

Para estimar o fator de correção do coletor, é possível utilizar a Equação 4.16 (para 15° < β < 90°), porém, como esta equação considera os aspectos de inclinação e orientação dos coletores, aspectos não considerados durante o desenvolvimento do SFCR, a equação não foi utilizada. Dessa forma, o fator de correção foi considerado ideal, sendo o valor de 1.

$$FC_{instal} = \frac{1}{1 - [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{timo})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \gamma^2]} \quad (4.16)$$

Onde FC_{instal} é o fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar [adimensional]; β é a inclinação do coletor em relação ao plano horizontal [°]; β_{timo} é a inclinação ótima do coletor para o local de instalação [°] (na norma, sugere-se que seja adotado o valor do módulo da latitude local + 10°); γ é o ângulo de orientação dos coletores solares em relação ao norte geográfico [°].

Assim, por fim, foi possível calcular a área de coletores necessária para o funcionamento adequado do SAS através da Equação 4.17, resultando em uma área de aproximadamente 95 m². Como cada coletor possui uma área de 2 m², serão necessários 48 coletores solares. Em relação a espaço, não há limitações, já que o telhado do vestiário possui 136 m².

$$A_{coletor} = \frac{(E_{til} + E_{perdas}) \cdot FC_{instal} \cdot 4,901}{PMDEE \cdot I_G} \quad (4.17)$$

Onde A_{col} é a área de coletores solares necessária [m²]; E_{til} é a energia necessária para aquecer a água para banhos [kWh/dia]; E_{perdas} é a energia térmica perdida [kWh/dia]; FC_{instal} é o fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar [adimensional]; $PMDEE$ é a produção média diária de energia específica do coletor solar [kWh/m²] e I_G é a irradiação solar [kWh/m²/dia].

Na Tabela 13, é apresentado um resumo do dimensionamento do sistema.

Além dos coletores solares e dos boilers, para esse sistema, o qual pode ser considerado de grande porte, é necessário considerar também um kit de circulação de água, o qual faz a medição da temperatura da água de forma constante e inicia a recirculação dessa água pelos coletores, caso esteja abaixo da temperatura ideal. Esse kit, que contempla controladores digitais de temperatura e bombas de circulação, foi incluído apenas na projeção financeira.

4.3.2.2 Projeção financeira

O estudo de viabilidade econômica do SAS, assim como do SFCR, foi desenvolvido em três etapas: estimativa do investimento inicial, cálculo da economia financeira após 10 anos de operação e determinação do *payback*.

Para estimar o investimento inicial do SAS, foi feito um orçamento junto ao mesmo profissional que auxiliou no dimensionamento do sistema.

Dessa forma, o investimento inicial para a implementação do Sistema de Aquecimento Solar para banhos totalizou aproximadamente R\$ 188.000,00. Esse valor abrange os componentes diretamente vinculados ao sistema de aquecimento solar, incluindo equipamentos e instalação. Os custos relacionados à preparação da infraestrutura do vestiário e à estrutura

Tabela 13 – Resumo do dimensionamento do SAS

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão chuveiro	7	L/min
Tempo de banho por dia	1500	min
Volume água quente	10500	L
Volume boiler	7,88	m ³
Volume de cada boiler	2,00	m ³
Número de boilers	3,94	-
Massa específica água	1000	kg/m ³
Calor específico água	4,18	Kj/Kg K
Temp. armazen.	50	° C
Temp. ambiente	23	° C
Energia útil	246,88	kWh/dia
Energia perdas	37,03	kWh/dia
PMDEE	2,68	kWh/m ² /dia
Fator de correção	1	-
Irradiação solar (HSP)	5,466	kWh/m ² /dia
Área necessária coletor	94,99	m ²
Área de cada coletor	2	m ²
Número de coletores	47,49	-

Fonte: Autora

hidráulica, tanto de material quanto de mão de obra, não foram incluídos nesse montante. A composição do investimento é detalhada a seguir.

- **Reservatórios térmicos (boilers):** contempla 4 unidades de 2.000 L → R\$ 82.000,00
- **Coletores solares:** contempla 48 unidades de 2 m² → R\$ 60.480,00
- **Kit de circulação:** contempla 10 controladores digitais e 5 bombas de circulação → R\$ 5.150,00
- **Kit de instalação:** contempla suportes e materiais para instalação dos boilers e coletores → R\$ 22.000,00
- **Serviços:** contempla a mão de obra para instalação de todos os equipamentos e materiais acima citados, considerando a prévia preparação estrutural do vestiário (civil e hidráulica) → R\$ 18.000,00

Para calcular a economia financeira gerada pelo SAS, foi preciso estimar a nova fatura de energia elétrica a ser paga pelo proprietário do vestiário após a implementação do sistema. Para isso, foi considerado que nas estações quentes (primavera e verão), em que a irradiação solar é alta, o SAS é capaz de fornecer toda água quente necessária, não havendo consumo de energia elétrica durante os banhos. Durante as estações frias (outono e inverno), foi considerado que o SAS não é capaz de aquecer toda a água necessária,

Tabela 14 – Novo perfil de consumo do vestiário com o SAS

Carga	Funcionamento	Um dia na primavera e no verão	Um dia no outono e no inverno
Chuveiros elétricos	Carga chuveiro [kW]	0	3,85
	Tempo [h]	25	25
	Energia consumida [kWh]	0	96,25
Iluminação	Carga iluminação [kW]	1,63	1,63
	Tempo [h]	12	14
	Energia consumida [kWh]	19,56	22,82
Energia consumida diária [kWh]		19,56	119,07

Fonte: Autora

havendo consumo pelos chuveiros elétricos com 70% da potência (3,85 kW). Dessa forma, tem-se um novo perfil de consumo, detalhado na Tabela 14.

Assim, foi possível estimar a fatura de energia elétrica do vestiário com o SAS, apresentada na Tabela 15, considerando a modalidade convencional através da Equação 2.3. O cálculo segue o mesmo procedimento realizado para estimar a fatura para o cenário-base, sendo utilizados os mesmos valores de tarifas e impostos (Tabela 4), apenas alterando o valor de consumo mensal, baseado no novo perfil definido na Tabela 14.

Tabela 15 – Fatura mensal estimada do vestiário com SAS no período de um ano

Mês	Consumo [kWh]	Fatura
Janeiro	586,8	R\$ 506,8
Fevereiro	586,8	R\$ 506,8
Março	586,8	R\$ 506,8
Abril	3572,1	R\$ 3.085,0
Maio	3572,1	R\$ 3.085,0
Junho	3572,1	R\$ 3.085,0
Julho	3572,1	R\$ 3.085,0
Agosto	3572,1	R\$ 3.085,0
Setembro	3572,1	R\$ 3.085,0
Outubro	586,8	R\$ 506,8
Novembro	586,8	R\$ 506,8
Dezembro	586,8	R\$ 506,8
TOTAL	24953,4	R\$ 21.550,5
Média mensal	2079,5	R\$ 1.795,9

Fonte: Autora

Comparando a fatura apresentada com a fatura do vestiário para o cenário-base, pode-se obter a economia a ser gerada pela implementação do SAS. Foi feita uma comparação para o período de 10 anos (2025 a 2034), a qual é apresentada na Tabela 16. A partir dos dados dessa tabela, foram obtidos os seguintes valores de economia:

- **Economia anual:** R\$ 21.374,90
- **Economia acumulada total em 10 anos:** R\$ 213.748,50
- **Economia após 10 anos, considerando o investimento inicial:** R\$ 26.118,50

Tabela 16 – Comparação de economia entre cenário-base e SAS no período de 10 anos

Ano	Fatura Cenário-Base	Fatura SAS	Economia Acumulada
2025	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 21.374,9
2026	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 42.749,7
2027	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 64.124,6
2028	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 85.499,4
2029	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 106.874,3
2030	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 128.249,1
2031	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 149.624,0
2032	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 170.998,8
2033	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 192.373,7
2034	R\$ 42.925,4	R\$ 21.550,52	R\$ 213.748,5
Total 10 anos:	R\$ 429.253,7	R\$ 215.505,16	R\$ 213.748,5

Fonte: Autora

Para calcular o *payback* simples da implementação do sistema, foi necessário considerar sua vida útil e garantia. Um sistema de aquecimento solar tem vida útil média de 15 anos, limitada principalmente pela corrosão dos coletores de cobre em contato com a água. Quanto à garantia, os coletores solares e boilers selecionados possuem cobertura do fabricante por 3 anos. Deve-se ainda levar em conta que, ao longo da operação do sistema, podem ser necessárias manutenções, como substituição de tubulações, conectores ou reparo de infiltrações, gerando custos adicionais. Adicionalmente, conforme mencionado anteriormente, as despesas com a adaptação da infraestrutura e da rede hidráulica do vestiário para instalação dos equipamentos do SAS não foram incluídas no valor do investimento inicial e, portanto, não compõem o cálculo do *payback*.

A partir dessas considerações, basta observar na Tabela 16 que a economia acumulada ultrapassa o valor do investimento inicial (em torno de R\$ 188.000,00) no ano de 2033, resultando em um *payback* de aproximadamente 9 anos.

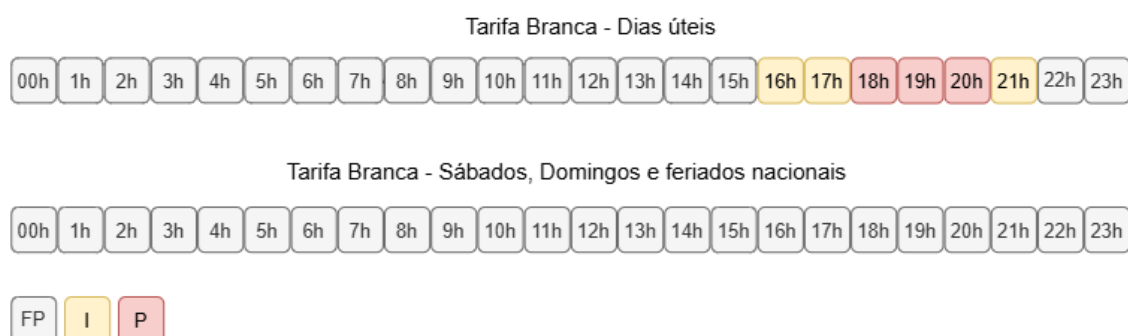
4.3.3 Adequação tarifária

Para calcular a estimativa do valor da fatura do vestiário na modalidade branca, foi necessária uma análise criteriosa dos horários de consumo, visto que esta modalidade estabelece tarifas diferenciadas conforme os postos tarifários. De acordo com a divisão horária adotada

pela CPFL Paulista, os postos tarifários são os seguintes, também representados na Figura 8:

- Fora de Ponta (FP): das 22h às 15h59
- Intermediário (I): das 16h às 17h59 e das 21h às 21h59
- Ponta (P): das 18h às 20h59

Figura 8 – Postos tarifários da modalidade branca - CPFL Paulista



Fonte: Autora

Para melhor compreensão do perfil de consumo do vestiário do cenário-base, foi elaborada a Tabela 17 com as cargas e seus respectivos horários de utilização, onde, em cinza, estão os horários do posto Fora de Ponta, em amarelo, os horários do posto Intermediário, e em vermelho, os horários do posto Ponta.

Tabela 17 – Distribuição de cargas em um dia - Modalidade branca

Estação	Carga	00h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
Quente	Chuveiros elétricos							x								x								x	
	Iluminação	x	x	x	x	x	x													x	x	x	x	x	x
Fria	Chuveiros elétricos							x								x								x	
	Iluminação	x	x	x	x	x	x	x											x	x	x	x	x	x	x

Fonte: Autora

Dessa forma, foi alocado o consumo da iluminação e dos chuveiros em cada posto tarifário, tanto para um dia em estações quentes quanto para um dia em estações frias. É importante lembrar que, apesar de a carga do chuveiro ser utilizada apenas em 3 momentos de meia hora distintos no dia, como são 15 chuveiros funcionando ao mesmo tempo, cada momento representa 8,33 horas de chuveiro ligado, assim como determinado durante a proposição do cenário-base. O resultado pode ser visto na Tabela 18.

Com essas informações, foi possível calcular a fatura de energia estimada através da Equação 2.4 (apresentada a seguir novamente). As tarifas (TUSD e TE por posto) foram

Tabela 18 – Consumo por posto tarifário em um dia

Posto	Carga	Funcionamento	Um dia na primavera e no verão	Um dia no outono e no inverno
Fora de Ponta	Chuveiros elétricos	Carga chuveiro [kW]	3,85	5,5
		Tempo [h]	25	25
		Energia consumida [kWh]	96,25	137,5
	Iluminação	Carga iluminação [kW]	1,63	1,63
		Tempo [h]	8	9
		Energia consumida [kWh]	13,04	14,67
	Energia consumida FP [kWh]		109,29	152,17
Intermediário	Chuveiros elétricos	Carga chuveiro [kW]	3,85	5,5
		Tempo [h]	0	0
		Energia consumida [kWh]	0	0
	Iluminação	Carga iluminação [kW]	1,63	1,63
		Tempo [h]	1	2
		Energia consumida [kWh]	1,63	3,26
	Energia consumida Interm. [kWh]		1,63	3,26
Ponta	Chuveiros elétricos	Carga chuveiro [kW]	3,85	5,5
		Tempo [h]	0	0
		Energia consumida [kWh]	0	0
	Iluminação	Carga iluminação [kW]	1,63	1,63
		Tempo [h]	3	3
		Energia consumida [kWh]	4,89	4,89
	Energia consumida P [kWh]		4,89	4,89
Energia consumida diária [kWh]		115,81	160,32	

Fonte: Autora

consideradas conforme a REH N° 3.452/2025 (assim como no cenário-base), e a alíquota de impostos também foi considerada a mesma que na fatura do cenário-base; esses dados estão resumidos na Tabela 19.

$$F_{Branca} = \frac{(C_p \cdot TC_p) + (C_{fp} \cdot TC_{fp}) + (C_i \cdot TC_i)}{(1 - PIS - COFINS)} \cdot \frac{1}{1 - ICMS}$$

Os resultados para o período de um ano podem ser visualizados na Tabela 20.

Como a transição da modalidade convencional para a modalidade branca no Grupo B não exige nenhum investimento inicial, apenas a formalização documental junto à CPFL Paulista, esta medida não possui *payback*. Para avaliar o impacto financeiro, foi feita uma projeção da economia gerada em um período de 10 anos, comparando-se a fatura do cenário-base na modalidade convencional com a fatura na modalidade branca (Tabela 21). Dessa forma, foram obtidos os seguintes resultados:

- **Economia anual:** R\$ 4.297,70
- **Economia acumulada total em 10 anos:** R\$ 42.976,90

Tabela 19 – Resumo das tarifas e impostos - Modalidade branca - CPFL Paulista

Parâmetros	Valor	Unidade
TE FP	0,27294	R\$/kWh
TUSD FP	0,30320	R\$/kWh
TC Fora Ponta	0,57614	R\$/kWh
TE Int.	0,27294	R\$/kWh
TUSD Int	0,59250	R\$/kWh
TC Intermediário	0,86544	R\$/kWh
TE P	0,44629	R\$/kWh
TUSD P	0,88180	R\$/kWh
TC Ponta	1,32809	R\$/kWh
PIS	0,0082	-
COFINS	0,0379	-
ICMS	0,18	-

Fonte: Autora

Tabela 20 – Fatura mensal estimada do vestiário na modalidade branca no período de um ano

Mês	Fatura
Janeiro	R\$ 2.718,16
Fevereiro	R\$ 2.718,16
Março	R\$ 2.718,16
Abril	R\$ 3.719,78
Maio	R\$ 3.719,78
Junho	R\$ 3.719,78
Julho	R\$ 3.719,78
Agosto	R\$ 3.719,78
Setembro	R\$ 3.719,78
Outubro	R\$ 2.718,16
Novembro	R\$ 2.718,16
Dezembro	R\$ 2.718,16
TOTAL:	R\$ 38.627,68
Média mensal:	R\$ 3.218,97

Fonte: Autora

Tabela 21 – Comparação de economia entre cenário-base (modalidade convencional) e modalidade branca no período de 10 anos

Ano	Fatura Cenário-Base	Fatura Modal Branca	Economia Acumulada
2025	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 4.297,7
2026	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 8.595,4
2027	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 12.893,1
2028	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 17.190,8
2029	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 21.488,5
2030	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 25.786,2
2031	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 30.083,8
2032	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 34.381,5
2033	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 38.679,2
2034	R\$ 42.925,4	R\$ 38.627,68	R\$ 42.976,9
Total 10 anos:	R\$ 429.253,7	R\$ 386.276,77	R\$ 42.976,9

Fonte: Autora

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para que fosse possível analisar e comparar os resultados das medidas encontradas durante o diagnóstico energético, foi feito um resumo das características de cada medida, tanto no aspecto de sustentabilidade e eficiência, quanto no de viabilidade econômica.

5.1 Análise de sustentabilidade e eficiência energética

A instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no vestiário pode ser considerada uma medida de baixo impacto ambiental, uma vez que a energia elétrica é gerada a partir de uma fonte renovável, a energia solar, a qual não gera emissões diretas de poluentes ou degradação do meio ambiente. No entanto, é importante ressaltar que o impacto ambiental não é nulo, principalmente devido ao processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos, que demanda a extração e purificação do silício, além da extração dos metais.

Quanto à eficiência do sistema, embora o vestiário não consuma toda a energia gerada de forma simultânea – como indicado pelo fator de simultaneidade de apenas 18% –, o excedente injetado na rede elétrica é aproveitado por outras unidades consumidoras. Dessa forma, o sistema contribui para a redução da demanda por energia proveniente de fontes não renováveis, como termelétricas, além de proporcionar economia na fatura de energia. Assim, mesmo com a geração não sendo totalmente autoconsumida no local, sua eficiência se mantém relevante do ponto de vista energético e ambiental.

A instalação do Sistema de Aquecimento Solar para banho no vestiário é uma medida de baixo impacto ambiental, já que também utiliza a energia solar como fonte renovável de calor. O impacto não é nulo, visto que também é necessária a extração dos minérios para a fabricação dos coletores solares e dos boilers; entretanto, o cobre, alumínio e aço, que compõem grande parte desses equipamentos, são altamente recicláveis, o que torna o sistema mais sustentável ambientalmente.

Quanto à eficiência, ao comparar o consumo do cenário-base (Tabela 15) e do cenário com SAS (Tabela 5), é possível verificar que houve uma redução de 50% no consumo de energia elétrica. No cenário-base, o consumo mensal era de 4.142 kWh, enquanto, ao implementar o SAS, o consumo mensal passa a ser de 2.079 kWh. Essa redução torna a medida eficiente tanto no aspecto energético quanto no aspecto ambiental; além disso, ela é especialmente relevante nos horários de pico, que frequentemente coincidem com o período de uso dos chuveiros, contribuindo para a redução do estresse na rede e para uma operação mais sustentável do Sistema Integrado Nacional (SIN).

Cabe destacar uma diferença fundamental entre os sistemas: enquanto os sistemas fotovoltaicos apenas deslocam o consumo de fontes não renováveis para a energia solar renovável, os sistemas de aquecimento solar promovem uma redução efetiva no consumo

total de energia elétrica. Essa característica torna a tecnologia de aquecimento solar particularmente vantajosa do ponto de vista ambiental.

Por fim, a adequação tarifária do vestiário não está ligada à eficiência energética e à sustentabilidade, haja vista que causa impacto apenas financeiro.

5.2 Viabilidade econômica

É fundamental destacar que o cálculo da economia nas faturas das três medidas considerou como referência o cenário-base, em que a fatura é da modalidade convencional com o vestiário sem qualquer medida de eficiência energética. Dessa forma, para garantir uma comparação consistente e isenta de distorções entre os diferentes cenários, todas as medidas foram desenvolvidas seguindo o padrão de premissas adotadas para o cenário-base, sendo modificadas apenas as variáveis inerentes ao funcionamento correto da respectiva medida.

Na Tabela 22, é possível visualizar a comparação dos indicadores financeiros de cada medida desenvolvida durante o diagnóstico.

Tabela 22 – Comparação de indicadores econômicos entre as três medidas

Indicadores	SFCR	SAS	Adequação tarifária
Economia total em 10 anos	R\$ 301.021,79	R\$ 213.748,53	R\$ 42.976,92
Investimento inicial	R\$ 64.000,00	R\$ 188.000,00	R\$ 0,00
Payback	2 anos	9 anos	-
Economia resultante em 10 anos	R\$ 237.021,79	R\$ 26.118,53	R\$ 42.976,92

Fonte: Autora

A implementação do SFCR apresentou-se viável economicamente e bastante vantajosa. Além dos ótimos indicadores apresentados na Tabela 22, destacam-se três aspectos: sua vida útil de 25 anos, muito além do *payback* de 2 anos; as extensas garantias de equipamentos mais custosos do sistema, sendo de 12 anos para os módulos fotovoltaicos e de 10 anos para o inversor; e a robustez do sistema frente a custos operacionais, já que eventuais manutenções ou substituições de componentes não comprometem a economia financeira que o sistema pode trazer ao proprietário do vestiário durante todo o ciclo de vida.

Por outro lado, a implementação do SAS mostrou-se economicamente inviável, conforme evidenciado pela análise dos indicadores na Tabela 22. O investimento inicial é consideravelmente elevado, enquanto a economia gerada após 10 anos de operação é significativamente inferior à obtida com o sistema fotovoltaico. É importante ressaltar que os custos com preparação de infraestrutura e adaptações na rede hidráulica não foram incluídos no cálculo do investimento inicial, o que, na prática, reduz ainda mais a economia real obtida no período.

Além disso, o *payback* de 9 anos representa um período excessivamente longo quando comparado à vida útil média do sistema, estimada em 15 anos. Essa relação desfavorável implica que, quando o sistema finalmente começar a gerar retorno financeiro efetivo, ele já estará próximo do final de sua vida útil operacional, comprometendo substancialmente sua viabilidade econômica.

Uma possível problemática do SAS que não foi considerada em seu desenvolvimento é o peso total da instalação do sistema. O vestiário precisaria passar por uma avaliação estrutural, já que a estrutura civil precisaria sustentar uma caixa d'água com 8.000 L de água fria, quatro reservatórios térmicos de aço de 2.000 L e ainda todos os 48 coletores solares a serem colocados no telhado, os quais pesam, com a água, cerca de 30 kg cada um.

Por fim, tratando-se da medida específica para potencial redução de gastos, a adequação tarifária apresenta uma vantagem econômica evidente, pois não requer investimento algum para sua implementação, limitando-se apenas aos trâmites burocráticos de documentação e aprovação pela CPFL - Paulista. Considerando que essa medida proporciona uma economia acumulada expressiva de aproximadamente R\$43.000,00 sem qualquer custo inicial, a migração para a modalidade tarifária branca se configura como uma alternativa viável e vantajosa para o proprietário do vestiário.

6 CONCLUSÃO

Com a apresentação e discussão dos resultados do diagnóstico energético, foi possível concluir o objetivo geral deste trabalho, que era realizar um diagnóstico energético de um vestiário industrial em fase de projeto, propondo e desenvolvendo soluções tecnológicas no tema de energia solar e, como complemento, incluindo a adequação tarifária como uma oportunidade de melhoria de viés econômico. A seguir, são apresentadas as conclusões específicas para cada medida avaliada e uma síntese geral do trabalho, alinhando seus resultados com os objetivos estabelecidos inicialmente.

No caso da MEE de instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, o dimensionamento do sistema realizado com auxílio de um engenheiro eletricista e um eletricista da área demonstrou viabilidade técnica plena, sem apresentar limitações. A projeção financeira, baseada em orçamento fornecido pela empresa especializada, apresentou indicadores favoráveis, incluindo investimento inicial atrativo, *payback* rápido e economia significativa após 10 anos de operação.

Para a MEE de instalação de um Sistema de Aquecimento Solar para banhos, o dimensionamento técnico foi igualmente realizado com apoio de profissional qualificado. Entretanto, é importante ressaltar que os cálculos não consideraram as adaptações necessárias na rede hidráulica e infraestrutura do vestiário, fatores que podem representar limitações significativas para a viabilidade técnica. A análise financeira, utilizando os mesmos parâmetros do SFCR, demonstrou indicadores desfavoráveis, inviabilizando economicamente a implementação desta medida. Dessa forma, embora o SAS apresente significativo potencial de redução de consumo energético e constitua uma solução ambientalmente sustentável, sua implementação para esse estudo de caso demonstrou-se não recomendável.

No caso da adequação tarifária, estudo que verificou o potencial econômico da migração do vestiário da modalidade convencional para a modalidade branca, foram realizadas a análise e o enquadramento do perfil de consumo nos requisitos da modalidade branca. A modalidade branca apresentou resultados expressivos e se mostrou particularmente vantajosa por não exigir qualquer investimento inicial e proporcionar uma economia acumulada significativa ao longo de 10 anos. Essa alternativa representa, portanto, uma oportunidade de redução de custos imediata e de baixo risco para o proprietário da instalação.

Além das duas MEEs já discutidas, outra estratégia possível para reduzir o consumo seria promover ações de conscientização entre os funcionários da fábrica. Embora o tempo de uso dos chuveiros atenda a necessidades básicas e dependa da decisão individual dos funcionários, a implementação de campanhas educativas pode fomentar uma cultura organizacional voltada ao uso racional da água e da energia elétrica no ambiente de trabalho. Essa medida comportamental, quando aliada às soluções técnicas, tem potencial de evitar desperdícios e otimizar a eficiência energética durante as atividades cotidianas no vestiário.

Assim, o diagnóstico energético realizado proporcionou uma análise abrangente, reu-

nindo dados de viabilidade técnica, de retorno financeiro e de impacto ambiental que permitiram avaliar os benefícios e limitações de cada medida proposta, fornecendo a base necessária para priorizar os investimentos em eficiência energética mais vantajosos de acordo com os critérios do proprietário do vestiário.

É importante lembrar que o cenário-base e as medidas propostas foram desenvolvidos com base em premissas simplificadoras, necessárias para garantir a viabilidade dos cálculos. Consequentemente, os resultados obtidos apresentam certo grau de idealização, o que deve ser considerado durante a interpretação deste trabalho.

Por fim, cabe destacar que a adaptação metodológica proposta permitiu aplicar a Norma ABNT NBR 50.002:2014 a instalações em fase de projeto, transformando-a em uma ferramenta preditiva. Essa abordagem possibilita prever custos operacionais e avaliar retornos financeiros para diferentes cenários de eficiência energética ainda na fase de concepção do projeto.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Durante o desenvolvimento da Medida de Eficiência Energética de sistema fotovoltaico, considerou-se o modelo de Autoconsumo Local, no qual a instalação do sistema é realizada na própria unidade consumidora que utilizará os créditos de energia excedente, e a modalidade tarifária convencional, em que não há variação de tarifa por horário. Os resultados demonstraram economias financeiras significativas; entretanto, é possível identificar duas abordagens para trabalhos futuros que podem otimizar esses ganhos, são elas:

- Avaliar o potencial de economia financeira com a migração para o modelo de Autoconsumo Remoto. Caso o proprietário do vestiário possua ou venha a adquirir outros estabelecimentos, os créditos excedentes gerados em uma unidade consumidora poderão ser alocados em outra. Alternativamente, o sistema fotovoltaico poderia ser instalado em um estabelecimento de maior porte, ampliando a geração e permitindo a distribuição de créditos entre múltiplas unidades, maximizando assim o potencial de eficiência energética e redução na fatura de energia elétrica.
- Analisar o impacto na fatura ao combinar a instalação do sistema fotovoltaico (integrando o proprietário à SCEE) com a adoção da modalidade branca. Isso permitiria alocar créditos excedentes entre postos tarifários distintos antes de sua transferência para o mês subsequente.

A segunda sugestão para trabalhos futuros consiste em avaliar o potencial de eficiência energética e a viabilidade econômica da implementação conjunta do sistema fotovoltaico e do sistema de aquecimento solar, criando possíveis otimizações entre as tecnologias.

Como terceira sugestão, propõe-se aplicar a metodologia desenvolvida neste trabalho a estudos de caso enquadrados no Grupo A de consumidores da ANEEL, permitindo uma análise comparativa sob condições de demanda e tarifação diferentes.

Adicionalmente, a limitação da validação da metodologia de diagnóstico energético proposta — com aplicação a instalações em fase de projeto — destaca a necessidade de estudos futuros com períodos mais extensos que possam testar e aprimorar essa metodologia por meio de comparações entre as previsões teóricas e os resultados práticos após a construção do estabelecimento e após a implementação das medidas.

REFERÊNCIAS

ABNT. *ABNT NBR ISO 50002:2014: Diagnósticos energéticos - Requisitos com orientação para uso*. Rio de Janeiro, 2014.

ABNT. *ABNT NBR ISO 50.001:2018 - Sistemas de gestão de energia - Requisitos com orientações para uso*. Rio de Janeiro, 2018. Versão em português da ISO 50001:2018. Disponível em: <<https://www.abnt.org.br/>>.

ABNT. *ABNT NBR 16.690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto*. 1. ed. Rio de Janeiro, 2019.

ABNT. *ABNT NBR ISO 15.569:2021 - Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Requisito de projeto e instalação*. Rio de Janeiro, 2021. 36 p. Versão em português da ISO 50002:2014.

ABRASOL. *Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar - Ano base 2023*. [S.l.], 2024. Relatório anual do mercado brasileiro de aquecimento solar térmico. Disponível em: <<https://abrasol.org.br/wp-content/uploads/2024/04/Pesquisa-de-Producao-e-Vendas-de-2024-ano-base-2023.pdf>>.

ABSOLAR. *Energia Solar em 2025: Crescimento, Novas Oportunidades e Avanços Tecnológicos*. 2025. Artigo sobre o cenário futuro da energia solar no Brasil, destacando crescimento, oportunidades e avanços tecnológicos. Acesso em: 23 mar. 2025. Disponível em: <<https://bit.ly/44vi0Kj>>.

ABSOLAR. *Infográfico do Mercado Solar Fotovoltaico*. 2025. Infográfico estatístico sobre o mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil. Acesso em: 30 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010, nº 470/2011 e nº 901/2020. Acesso em: 10 mar. 2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>.

ANEEL. *Resolução Homologatória nº 3.169, de 29 de dezembro de 2022*. Brasília, DF, 2022.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 29 de dezembro de 2023*. 2023. Dispõe sobre as condições gerais de fornecimento de energia elétrica e estabelece os direitos e deveres das partes envolvidas. Acesso em: 22 mar. 2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>>.

ANEEL. *Bandeiras Tarifárias*. 2024. Acesso em: 12 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>.

ANEEL. *Base de Tarifas de Energia Elétrica*. 2025. Acesso em: 14 de mai. de 2025. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>>

CBCS. *Guia Diagnóstico Energético em Edificações*. Brasil, 2016. Disponível em: <<https://www.cbcs.org.br>>. Acesso em: 16 fev. 2025.

CEMIG. *Confira seis dicas valiosas para economizar na conta de energia durante o verão*. 2023. Acesso em: 07 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/release/confira-seis-dicas-valiosas-para-economizar-na-counta-de-energia-durante-o-verao/>>.

CPFL Energia. *Tarifa PIS/Cofins - CPFL Paulista*. Campinas, SP, 2025. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/paulista/pis-cofins>>.

CPFL Energia. *Tributos e Encargos Setoriais*. Campinas, SP, 2025. Disponível em: <<https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/tributos>>.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2024: Relatório Síntese*. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024. Acesso em: 15 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>>.

EPE. *Eficiência Energética*. 2025. Acesso em: 12 de fev. de 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/eficiencia-energetica>>.

FRAIDENREICH, N. et al. *Ciência e tecnologia solar no Brasil: 60 anos*. 1. ed. Porto Alegre, RS: AGE, 2023. 261 p. 16x23 cm. ISBN 978-65-5863-164-4.

Governo do Estado de São Paulo. *Atlas de Energia Solar do Estado de São Paulo*. São Paulo: Secretaria de Energia e Mineração, 2013. Acesso em: 27 abr. 2025. Disponível em: <https://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalev2/intranet/BiblioVirtual/renovaveis/atlas_energia_solar.pdf>.

GREENER. *Estudo de Geração Distribuída 2024*. 2024. Relatório técnico sobre o cenário atual e perspectivas da geração distribuída no Brasil. Acesso em: 23 mar. 2025. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2024/03/Estudo-GD-2024-V1.0-3.pdf>>.

IBRAM. *Guia Eficiência Energética IBRAM*. 1. ed. Brasília, 2024. Acesso em: 16 fev. 2025. Disponível em: <https://ibram.org.br/wp-content/uploads/2024/09/IBRAM_Guia-Eficiencia-Energetica_2024.pdf>.

MME. *Plano Nacional de Eficiência Energética*. Governo Federal do Brasil, 2011. Acesso em: 07 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-nacional-de-eficiencia-energetica/documentos/plano-nacional-eficiencia-energetica-pdf/pdf/view>>.

MME. *Minicurso ISO 50.001 e ISO 50.002*. [S.l.], 2020. Acesso em: 19 fev. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/sef/materiais-disponiveis-para-download-1/materiais-dos-minicursos/p1-minicurso_modulo-2.pdf>.

ONS. *Última semana de fevereiro inicia com nova quebra de recorde no SIN*. 2025. Acesso em: 15 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11203>>.

Portal Solar. *Inversor Solar: o que é, para que serve e como funciona*. Portal Solar, 2025. Acesso em: 02 mai. 2025. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-o-que-e>>.

PROCEL. *Pesquisa de Posse e Hábitos 2019 - Aquecimento de água*. 2019. Acesso em: 07 abr. 2025. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/>>.

SECOM. *Matriz elétrica brasileira registra maior expansão da história em 2024*. 2025. Acesso em: 15 mar. de 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2025/janeiro/matriz-eletrica-brasileira-registra-maior-expansao-da-historia-em-2024>>.

VIANA, A. N. C. et al. *Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações*. 2. ed. Rio de Janeiro, Brasil: Neoenergia, 2021. Livro eletrônico. ISBN 978-65-00-32387-0.