

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**REDUÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA UMA REDE DE COMÉRCIO
VAREJISTA**

por

Heloísa Oro de Lirio

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

REDUÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA UMA REDE DE
COMÉRCIO VAREJISTA

por

Heloísa Oro de Lirio

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flavio Antonio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Profa. Dra. Mariana Resener, Professora Adjunta, UFRGS

Banca examinadora:

Profa. Dra. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Flavio Antonio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 05 de novembro de 2021.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus familiares, em especial meus pais, Maria do Carmo e Francisco, por sempre terem priorizado minha educação e investido nela. Pelo incentivo constante que inspirou minha dedicação para os estudos e que, sem dúvidas, é um dos principais alicerces das minhas realizações. Pelo apoio e paciência ao longo dessa longa caminhada, nos piores e melhores momentos.

Ao meu namorado, Luciano, pelo carinho, apoio e paciência. Pela compreensão com as inúmeras noites e finais de semana dedicados à faculdade e pela preocupação constante com meu bem-estar.

Aos meus amigos e amigas que sempre estiveram ao meu lado, para compartilhar as alegrias e dores dessa etapa da vida. Em especial, aos meus colegas de graduação, cuja dinâmica de apoio mútuo foi fundamental para que juntos superássemos os numerosos desafios e finalmente, conquistássemos o sonhado diploma.

Aos professores. Aos bons, pela dedicação e ensinamentos transmitidos durante toda a graduação e que ajudaram a moldar a profissional que sou hoje. Aos não tão bons, por me ensinarem a ser resiliente e dominar a arte de ser autodidata.

À minha orientadora e paraninfa, Mariana, por ter aceitado me ajudar na construção desse trabalho. Por ter sempre sido solícita e encontrado disponibilidade para me acompanhar, contribuir e solucionar minhas dúvidas. Por ser uma profissional e mulher inspiradora, que renova as esperanças minhas e dos colegas sobre experiências melhores para os alunos de Engenharia de Energia.

À Universidade, pelo ensino público gratuito e de qualidade, e aos governantes que lutam para que as universidades federais brasileiras permaneçam instituições mundialmente reconhecidas pela formação de excelência.

A mim, por ter perseverado. *Veni, Vidi, Vici.*

LIRIO, H. O. de. **Redução de Custos de Energia Elétrica para uma Rede De Comércio Varejista**. 2021. 34 fol. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo a análise de oportunidades para a redução de custos de Energia Elétrica (EE) aplicadas a uma rede de comércio varejista. O estudo considera três unidades consumidoras (UCs) alimentadas por média tensão, todas localizadas dentro da mesma área de concessão. É avaliada a viabilidade técnica e econômica de duas alternativas: a análise tarifária e a implementação de geração distribuída usando um Sistema Fotovoltaico (SFV). Inicialmente, é realizado o diagnóstico da situação atual a partir das tarifas aplicadas pela concessionária local, curvas de carga típicas e dados de consumo de energia para um período de doze meses. Esses dados também são utilizados na condução da análise tarifária para as UCs. Na sequência, é avaliada a instalação do SFV considerando o modelo de negócio *Turnkey*. Para o dimensionamento do sistema, são utilizados os dados solares da região, especificações dos módulos fotovoltaicos e regulamentações aplicáveis. São realizadas simulações variando-se a energia a ser produzida pelo SFV a fim de se identificar o dimensionamento que apresenta os melhores resultados financeiros. A atratividade financeira é avaliada considerando-se um horizonte de 25 anos e são utilizados como indicadores principais o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Os cálculos financeiros consideram valores e taxas usuais do mercado. Por fim, é realizada uma análise comparativa entre as alternativas para redução de custos de EE. Os resultados mostram que, apesar do investimento no SFV apresentar indicadores com resultados superiores aos obtidos para a análise tarifária, o melhor retorno financeiro é verificado ao combinar as duas iniciativas, resultando em um VPL de R\$ 1,6 milhões e uma economia nos custos totais de EE de 24%.

PALAVRAS-CHAVE: Geração Distribuída, Sistema Fotovoltaico, Análise Tarifária.

LIRIO, H. O. de. **Reduction of Electric Energy Consumption Costs of a Retail Chain**. 2021. 34 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

This work aims to analyze opportunities to reduce the Electrical Energy (EE) consumption costs of a retail chain. The study considers three medium voltage Consumer Units (CU), which are located within the same concession area. It is evaluated the technical and economic feasibility of two alternatives: the electricity tariff analysis and the implementation of distributed generation using a Photovoltaic (PV) system. Initially, the diagnosis of the current situation is carried out based on the locally applied electricity tariffs, typical load curves and data on energy consumption for a twelve-month period. These data are also used in conducting electricity tariff analysis for the CU. Afterward, the implementation of the PV system is evaluated considering the Turnkey business model. For the system sizing, the region's solar data, specifications of the PV modules, and applicable regulations are used. Simulations are conducted by varying the energy to be produced by the PV system to identify the sizing that presents the best financial results. The financial attractiveness is evaluated considering a 25-year horizon, and the main indicators used are the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR). The financial calculations consider usual market values and rates. Finally, a comparative analysis of the alternatives for reducing EE costs is performed. The results show that, although the investment in the PV system presents indicators with superior results than those obtained for the tariff analysis, the best financial return is achieved when combining the two initiatives, resulting in a NPV of R\$ 1.6 million and a savings in total EE costs of 24%.

KEYWORDS: Distributed Generation, Photovoltaic System, Electricity Tariff Analysis.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Sistema tarifário de energia elétrica	2
2.1.1	Grupos tarifários	2
2.1.2	Modalidades tarifárias	2
2.1.3	Postos tarifários	3
2.1.4	Composição da tarifa de energia elétrica	3
2.2	Micro e minigeração distribuída	3
2.3	Modelos de negócio de MMGD usando sistemas fotovoltaicos no Brasil	4
2.3.1	Turnkey	5
2.4	Projeto de sistemas fotovoltaicos	5
2.4.1	Avaliação do recurso solar	5
2.4.2	Classificação do sistema fotovoltaico	6
2.4.3	Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede	6
2.4.4	Orientação dos painéis	7
2.4.5	Estimativa de geração de energia	7
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	7
3.1	Diagnóstico da situação atual	8
3.2	Análise Tarifária	8
3.3	Instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	9
3.4	Análise da atratividade financeira de cada alternativa	10
3.4.1	Valor Presente Líquido	10
3.4.2	Taxa Interna de Retorno	11
3.4.3	<i>Payback</i> descontado	11
3.4.4	Custo Nivelado de Energia	11
3.4.5	Critérios de decisão de investimento	12
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E RESULTADOS	12
4.1	Estudo de caso e diagnóstico da situação atual	12
4.2	Análise Tarifária	13
4.2.1	Adequação da demanda contratada	14
4.2.2	Avaliação do enquadramento tarifário	14
4.3	Instalação do SFVCR	15
4.3.1	Avaliação da viabilidade técnica do Modelo <i>Turnkey</i>	15
4.3.2	Avaliação da Viabilidade Financeira do Modelo <i>Turnkey</i>	17

4.4	Análise comparativa das alternativas para redução de custos de EE.....	21
5	CONCLUSÕES.....	22
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	23
	ANEXO A – <i>DATASHEET</i> DO MÓDULO FOTOVOLTAICO UTILIZADO.....	26
	ANEXO B – PREÇOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA O CLIENTE FINAL.....	28

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o Brasil observou um processo de encarecimento da tarifa de Energia Elétrica (EE). Um dos grupos afetados é o setor comercial, que segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) 2020 é responsável por 19,1% do consumo de EE no Brasil (EPE, 2020). Apenas entre 2012 e 2019, o valor da tarifa de EE média nacional para consumidores desse grupo aumentou quase 130% (ANEEL, 2021), um aumento que corresponde a mais do que duas vezes a inflação observada no mesmo período (IBGE, 2020). Diante desse contexto, o setor comercial tem investido em alternativas para reduzir os gastos com EE.

Uma alternativa simples para a redução dos gastos em EE é a análise tarifária, que busca avaliar os parâmetros de tarifação a fim de garantir a estrutura mais adequada às necessidades da Unidade Consumidora (UC). Essa análise pode ser realizada tanto para o Consumidor de Média e Alta Tensão (CMAT) quanto para o Consumidor de Baixa Tensão (CBT), com exceção de alguns subgrupos. Desde 2018, o CBT pode solicitar a adesão à Tarifa Horário Branca (THB), uma opção tarifária em que o preço da energia varia conforme o dia e horário de consumo. A migração para esse regime é especialmente atrativa quando o consumo da UC se concentra no horário classificado como Fora Ponta, pois essa tarifa tem valor inferior ao da Tarifa Convencional. O CMAT, por sua vez, deve analisar três fatores que, segundo a Cartilha de Energia (ME, 2019), são necessários para que o contrato de fornecimento de EE seja considerado adequado. O primeiro fator é a correta estimativa da Demanda Contratada (DC). Segundo a Resolução Normativa nº414/2010 (ANEEL, 2010), se a DC for subdimensionada, a Demanda Registrada (DR) pela UC irá ultrapassar esse limite e o excedente será cobrado com multa. Já o sobredimensionamento configurará desperdício, uma vez que a DC está acima da necessidade da UC. Outro fator a ser considerado é o correto enquadramento tarifário, que consiste em verificar se o CMAT está registrado na modalidade tarifária que proporciona o menor custo, considerando a estrutura tarifária horo-sazonal (verde ou azul). Ainda, deve-se verificar a ausência de cobrança de energia reativa, que indica a conformidade do fator de potência da instalação em relação ao limite mínimo de 0,92 estabelecido pela ANEEL para garantir a qualidade da rede elétrica das distribuidoras.

Outra opção muito explorada é a instalação de Micro e Minigeração Distribuídas (MMGD), regulamentadas no Brasil inicialmente através da Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada em 2015 pela Resolução Normativa nº 687. As resoluções estabelecem a possibilidade de geração de EE pelo próprio consumidor a partir de Fontes Renováveis (FR) ou cogeração qualificada, sendo que a produção excedente pode ser injetada na rede e se converte em créditos para posterior compensação (ANEEL, 2016). A proteção contra os aumentos tarifários de EE, a disponibilidade de recursos energéticos, o modelo de compensação de créditos e as isenções fiscais para sistemas que utilizam FR tornam a MMGD muito atrativa no Brasil, com uma Taxa Interna de Retorno média entre 16% e 25% para consumidores comerciais (MME e EPE, 2021). Existem, ainda, benefícios ambientais, já que a geração distribuída com FR auxilia na redução das emissões de CO₂ em comparação com a geração centralizada (BAJAY et al., 2018). Dantas, Apolônio e Junior (2019), por exemplo, verificaram uma redução nas emissões de CO₂ da ordem de 32% após a instalação de uma usina fotovoltaica junto à uma UC. Todos esses benefícios se traduzem em números cada vez mais expressivos de capacidade instalada de MMGD, que apresentou um crescimento de 223% apenas entre 2018 e 2019. A fonte prevalente nesse tipo de geração é a fonte solar fotovoltaica, responsável por mais de 92% da capacidade instalada de MMGD, e a tendência é que essa liderança se mantenha na próxima década, em razão da sua modularidade e perspectiva de custo decrescente (MME e EPE, 2021).

Dentro do grupo consumidor comercial, o segmento de comércio varejista se mostra especialmente promissor para as alternativas de redução de EE apresentadas. Isso se deve a algumas características usuais de sua operação, como o funcionamento das unidades em horário comercial (diurno), o que concentra o consumo de energia no horário Fora Ponta. Essa mesma característica também possibilita à classe comercial maior consumo direto da EE gerada por um Sistema Fotovoltaico (SFV), pois o momento de maior produção de energia solar ocorre durante o dia (RAUSCHMAYER e GALDINO, 2014). Outro fator importante é a presença de múltiplas UCs sob mesma titularidade. Dantas, Apolônio e Junior (2019) obtiveram um Retorno Sobre o Investimento (ROI) de 4 anos ao analisar a instalação de painéis fotovoltaicos para benefício de unidades residenciais de mesma titularidade. Como a tarifa média da classe de consumo comercial possui valor próximo à tarifa média residencial (ANEEL, 2021), um projeto análogo aplicado às unidades comerciais poderia apresentar um ROI semelhante.

Dentro deste contexto, esse trabalho tem como objetivo analisar oportunidades para a redução de custos de EE aplicadas a uma rede de comércio varejista. O estudo considera três unidades consumidoras alimentadas por média tensão, todas localizados dentro de uma mesma área de concessão. A partir do perfil

de consumo de EE e curvas de carga referentes às UCs, em conjunto com as tarifas aplicadas pela concessionária local e os dados solares da região, busca-se avaliar a viabilidade técnica e econômica das duas alternativas estudadas – a análise tarifária e implementação de geração distribuída usando a fonte solar fotovoltaica.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para um melhor entendimento da análise de alternativas para redução de custos de EE, é necessário a compreensão de alguns conceitos importantes. Logo, nessa seção são apresentadas definições relacionadas à tarifação de EE, bem como à MMGD. Posteriormente, é discutido brevemente o principal modelo de negócio de MMGD praticado atualmente no país. Ademais, os conceitos de dimensionamento fotovoltaico são introduzidos.

2.1 Sistema tarifário de energia elétrica

Para a compreensão do sistema tarifário de EE, primeiramente é necessário definir os conceitos de consumo e demanda. O consumo de EE é a quantidade de potência (kW) consumida durante um intervalo de tempo, sendo expresso na unidade quilowatt-hora (kWh). Para uma instalação industrial, comercial ou residencial, o consumo de EE é obtido através da soma do produto da demanda medida pelo período de integração (PROCEL, 2011). Já a demanda pode ser definida como a potência elétrica expressa em quilowatts (kW) solicitada ao sistema elétrico pela parcela de carga instalada que se encontra em operação na UC durante um intervalo de tempo determinado (ME, 2019).

Atualmente, a Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 define as condições gerais de fornecimento de EE e constitui a principal referência das práticas comerciais entre a distribuidora e o consumidor. Nela está definido, por exemplo, o Fator de Carga (FC), que varia de 0 a 1 e é dado pela razão entre a demanda média e máxima observada em uma UC em um certo intervalo de tempo. Define-se também o conceito de ciclo de faturamento, termo utilizado para designar o período de tempo considerado para faturamento de uma determinada UC. Outro tópico abordado é a estrutura tarifária de EE, que se refere ao conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de EE e que difere entre grupos tarifários, de acordo com diferentes modalidades e postos tarifários (ANEEL, 2012b). Essa seção detalha alguns conceitos fundamentais para o entendimento do sistema tarifário de EE vigente.

2.1.1 Grupos tarifários

Segundo a REN nº 414/2010, as UCs são classificadas em dois grandes grupos tarifários, o Grupo A e o Grupo B, de acordo com o nível de tensão em que são atendidas. O grupo A é composto por UCs com fornecimento em média e alta tensão (igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas por sistema subterrâneo) e seus subgrupos são divididos conforme o nível de tensão de atendimento. As UCs atendidas em baixa tensão (abaixo de 2,3 kV), por sua vez, compõem o Grupo B. Esse grupo é subdividido de acordo com a atividade do consumidor. A Figura 2.1 apresenta a composição dos grupos tarifários.

Figura 2.1 - Esquema da composição dos grupos tarifários



Fonte: Autor

2.1.2 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias são as diferentes tarifas aplicáveis ao consumo de EE e/ou à demanda de potência ativa, que variam conforme o grupo tarifário em que o consumidor está enquadrado (ANEEL, 2010). Atualmente, existem duas opções de contratação possíveis para consumidores do Grupo A: a modalidade horária azul e a modalidade horária verde.

A Tarifa Horária Azul (THA) é uma modalidade que apresenta um caráter horário, ou seja, possui aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de EE e de demanda de potência, conforme o horário de utilização do dia (postos tarifários). Essa modalidade está disponível para contratação para todos os subgrupos do Grupo A. Assim como a THA, a Tarifa Horária Verde (THV) também possui tarifas diferenciadas de consumo de EE, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), porém possui uma tarifa única de demanda de potência. A THV está disponível para consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS.

2.1.3 Postos tarifários

Os postos tarifários são períodos de tempo em horas utilizados para determinar a aplicação das tarifas de EE de forma diferenciada ao longo do dia (ANEEL, 2010). Os postos tarifários são estabelecidos por cada distribuidora e revisados periodicamente conforme previsto na REN n° 414/2010. Nas modalidades tarifárias THA e THV, referentes ao Grupo A, aplicam-se os postos tarifários de ponta e fora ponta.

O Horário de Ponta (HP) corresponde ao período diário de 3h consecutivas, definidas por cada distribuidora de acordo com a curva de carga do seu sistema elétrico, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. Já o Horário Fora de Ponta (HFP) é o período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao HP.

2.1.4 Composição da tarifa de energia elétrica

A tarifa de EE paga pelo consumidor final é composta essencialmente por 2 parcelas: a tarifa homologada pela ANEEL e os impostos incidentes. A tarifa homologada pela ANEEL é definida na REN n° 479/2012 como “valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa” (ANEEL, 2012b) e assume um valor diferente em cada distribuidora em virtude de características da área de concessão como número de consumidores, quilômetros de rede de distribuição da empresa, entre outros fatores. A composição da tarifa é dada pela soma da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

A TUSD, dada em R\$/MWh ou em R\$/kW, é a parcela referente à cobrança pelo uso do sistema de distribuição de EE. Já a TE, expressa em R\$/MWh, está ligada ao faturamento pelo consumo de energia apresentado pelo usuário do sistema (ANEEL, 2012b). Desde 2015, a TE pode apresentar um adicional referente à bandeira tarifária vigente, que visa sinalizar aos consumidores sobre acréscimos no custo mensal de geração de EE. Atualmente, a bandeira pode ser classificada em verde, amarela, vermelha de patamar 1, vermelha de patamar 2 e escassez hídrica, sendo que na bandeira verde não há cobrança do adicional e nas demais bandeiras o adicional é cobrado de forma crescente (ANEEL, 2021b).

Os impostos que compõem a tarifa de EE paga pelo consumidor final são a Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS) e o Programa de Integração Social (PIS), que são impostos federais, e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), que é um imposto estadual (ABRADEE, 2018). A tarifa pode ser calculada de forma simplificada através da equação (2.1).

$$Tarifa_{CF} = \frac{TUSD + TE}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)}, \quad (2.1)$$

onde $Tarifa_{CF}$ é a tarifa paga pelo consumidor final, em R\$/MWh ou R\$/kW, e os impostos são expressos em percentagem. Adicionalmente, existe a taxa de Custeio de Iluminação Pública (CIP), calculada de acordo com as regras estabelecidas por cada município e cujo valor pode variar de acordo com o consumo registrado na UC, tipo de consumidor, grupo ou classes.

2.2 Micro e minigeração distribuída

Em 2012, a publicação da REN n° 482/2012 da ANEEL foi um marco importante para a Geração Distribuída (GD) de pequeno porte no Brasil. Além de classificar a GD em micro e minigeração de acordo com as potências do sistema, a resolução também estabeleceu as condições gerais para o acesso aos sistemas de distribuição de EE e instituiu o sistema de compensação de energia, também conhecido como *net metering*. Em 2015, a REN n° 482/2012 foi revisada e atualizada pela REN n° 687/2015, que trouxe

conceitos novos como o autoconsumo remoto e sistemas comunitários de MMGD. Nessa seção, são apresentadas definições atualizadas e essenciais para a compreensão do funcionamento da MMGD.

- **Microgeração Distribuída** - Pode-se classificar como microgeração distribuída toda central geradora de EE com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que gere EE a partir de fontes renováveis ou geração qualificada e esteja conectada na rede de distribuição por meio de instalações de UCs (ANEEL, 2015).

- **Minigeração Distribuída** - A minigeração distribuída se refere às centrais geradoras de EE com potência maior do que 75 kW e menor ou igual a 5 MW, que gere EE a partir de fontes renováveis ou geração qualificada e esteja conectada na rede de distribuição por meio de instalações de UCs (ANEEL, 2017).

- **Sistema de Compensação de EE** - O sistema de compensação de EE permite que a energia excedente gerada pela UC seja injetada na rede da distribuidora local e gere um crédito em energia (kWh), o qual poderá ser utilizado posteriormente em um período de até 60 meses. No caso em que a EE gerada é maior que a consumida, a distribuidora ainda cobrará o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do Grupo B ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (PINHO e GALDINO, 2014). Caso existam postos tarifários, a compensação dos créditos ocorre primeiro no mesmo período em que foram gerados, e, em caso de excedente, são compensados nos demais postos tarifários. Para tal, aplica-se um fator de ajuste, calculado através da divisão da TE correspondente ao posto tarifário em que os créditos foram produzidos pela TE do posto em que serão compensados. Caso os créditos de EE não tenham sido compensados na UC em que o sistema de MMGD está instalado, estes podem ser usados em outras UCs, desde que observado o enquadramento nas modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Nesse caso, o titular da UC onde está instalada a MMGD define o percentual do excedente dos créditos que será compensado no mesmo ciclo de faturamento nas demais UCs participantes do sistema de compensação de EE (ANEEL, 2015).

- **Geração Compartilhada** - A geração compartilhada se trata da união de consumidores, podendo ser pessoa física ou jurídica, através de consórcio ou cooperativa dentro de uma mesma área de concessão que possua UC com sistema de MMGD instalado em local distinto de onde a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015).

- **Autoconsumo Remoto** - O autoconsumo remoto é caracterizada por UCs sob mesma titularidade, seja Pessoa Jurídica, como por exemplo matriz e filial, ou uma Pessoa Física que possua UC com sistema de MMGD instalado em local diferente das UCs em que a energia excedente será compensada, desde que dentro da mesma área de concessão (ANEEL, 2015).

- **Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras** - Nesse tipo de empreendimento existem diversos consumidores que consomem EE de forma independente, sendo que cada fração com uso individualizado constitui uma UC, e a área dedicada para uso comum constitui uma UC distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento. Nesta área deve existir um sistema de MMGD, e as UCs devem estar localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (ANEEL, 2015).

- **Limite de potência instalada de MMGD** - Para consumidores pertencentes ao grupo A, a REN nº 687/2015 estabelece que a potência instalada de MMGD é limitada à potência contratada da UC em que o sistema está conectado. Logo, para instalar um sistema com potência superior à prevista atualmente em contrato, o consumidor deve solicitar o aumento da demanda contratada junto à distribuidora de EE (ANEEL, 2015).

2.3 Modelos de negócio de MMGD usando sistemas fotovoltaicos no Brasil

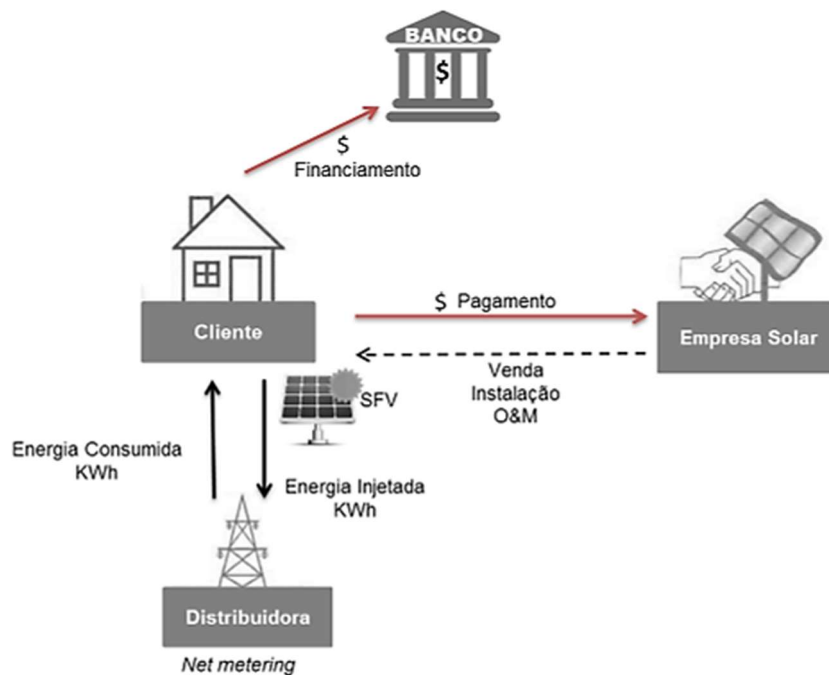
As RENs nº 482 e 687 foram decisivas para o desenvolvimento do mercado de MMGD no Brasil. A necessidade de acompanhar os avanços no setor e o crescimento do mercado resultou no surgimento de diversos modelos de negócios. Segundo (RUBIM, 2018), existem quatro modelos do tipo que são atualmente possíveis no Brasil: *Turnkey*, *Compra Coletiva*, *Locação* e *Leasing*. Nessa seção, será abordado apenas o modelo *Turnkey*, que é o modelo considerado no desenvolvimento do trabalho.

2.3.1 Turnkey

O *Turnkey* é um modelo clássico de aquisição em que o usuário é o proprietário final do SFV. Nesse modelo, uma empresa fica responsável por projetar, vender e instalar o SFV, que é entregue para o usuário já pronto para operação (SOUZA, 2020). A aquisição do SFV pode ser feita através de pagamento à vista, ou por financiamento junto ao banco ou à empresa fornecedora da solução (GREENER, 2019).

O esquema de funcionamento do modelo de negócio *Turnkey* está ilustrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Esquema do Modelo de Negócio *Turnkey*



Fonte: SOUZA, 2020.

Considerando o ponto de vista do usuário, a atratividade do *Turnkey* envolve a redução dos custos de EE, questões relacionadas à sustentabilidade e retorno do investimento, o qual é obtido com base no consumo evitado e na compensação de créditos. É importante destacar, no entanto, que nesse modelo o cliente arca com todo o investimento inicial, assume os riscos da tecnologia e é responsável pela manutenção e operação do SFV (SOUZA, 2020).

2.4 Projeto de sistemas fotovoltaicos

O projeto de um Sistema Fotovoltaico (SFV) visa adequar o gerador às necessidades definidas pela demanda e envolve diversos fatores, como a orientação e inclinação dos módulos, a disponibilidade do recurso solar, a demanda a ser atendida, entre outros (PINHO e GALDINO, 2014). Essa seção apresenta alguns conceitos ligados a projetos de sistemas fotovoltaicos.

2.4.1 Avaliação do recurso solar

O recurso solar está diretamente ligado à geração de EE pelo SFV. Para mensurar a disponibilidade do recurso solar, utiliza-se genericamente o termo “radiação solar”, que pode ser expresso como um fluxo de potência por unidade de área (irradiância) ou em termos da energia por unidade de área (irradiação) (PINHO e GALDINO, 2014). A radiação solar pode ser dividida em radiação direta, difusa e albedo. A radiação direta corresponde à radiação que incide diretamente a partir do sol em uma superfície, podendo ser horizontal ou normal. A radiação difusa corresponde aos raios solares que incidem indiretamente em uma superfície. Já o albedo é proveniente da reflexão a partir dos diferentes tipos de superfície. A soma destas parcelas resulta na radiação global, que é o que incide sobre o módulo fotovoltaico (DINIZ, 2017). Como a irradiância e a irradiação são apenas formas diferentes de mensurar a radiação solar, por consequência, elas também podem ser decompostas nas mesmas parcelas.

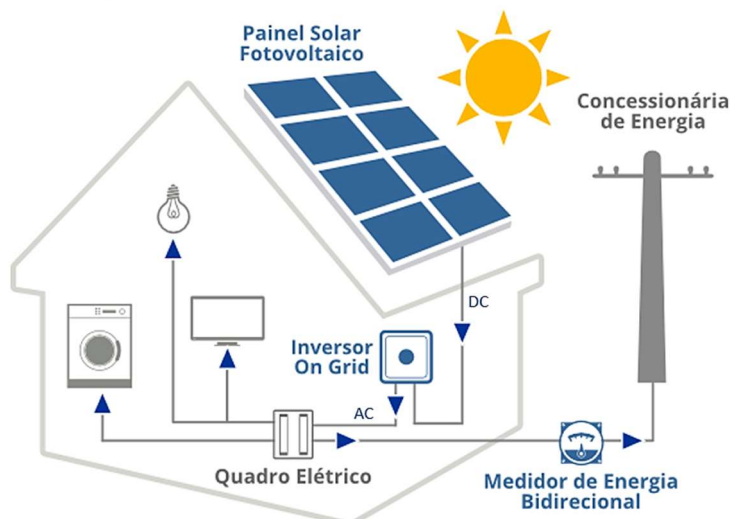
O valor da irradiância, dado em W/m^2 , varia ao longo das horas em função da posição do sol, ao longo dos dias devido às condições do tempo e ao longo dos meses em função da posição da terra com relação ao sol. Como há grande linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, pode-se representar esta grandeza através do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância deve permanecer igual a $1\text{ kW}/m^2$ ou $1.000\text{ W}/m^2$ (PINHO e GALDINO, 2014; ZILLES et al, 2012).

2.4.2 Classificação do sistema fotovoltaico

A norma NBR 11704 (ABNT, 2008), que trata sobre a classificação dos SFVs, divide-os em Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) e Sistema Fotovoltaico Isolado (SFVI). Nesse trabalho, será abordado apenas o SFVCR.

O SFVCR, também chamado de sistema *on-grid*, é caracterizado pela ligação ao sistema público de fornecimento de EE. O SFVCR opera, portanto, obrigatoriamente em corrente alternada, na mesma frequência e tensão da rede local (PINHO e GALDINO, 2014). Uma das principais vantagens do SFVCR é a produtividade elevada, uma vez que toda a energia disponibilizada pelos módulos é utilizada. O sistema é composto, basicamente, pelos módulos fotovoltaicos, pelo inversor e pelo medidor bidirecional, o qual contabiliza a EE comprada da rede, injetada na rede e a gerada pelo sistema. Os SFVCRs não possuem sistemas de armazenamento de EE, já que na ausência de geração pelo sistema utiliza-se a rede da concessionária como fonte de energia para a UC (TONIN, 2017; ZILLES et al., 2012). A configuração de um SFVCR está ilustrada na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Diagrama esquemático de um SFVCR instalado em uma residência



Fonte: MINHA CASA SOLAR, 2019.

2.4.3 Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede

A principal estrutura de um SFV são as células fotovoltaicas, dispositivos feitos de materiais semicondutores e que, por meio do efeito fotovoltaico, transformam em eletricidade a energia contida na radiação proveniente do Sol. Uma célula fotovoltaica isolada produz pouca energia, logo, na prática, elas são agrupadas em associações série e paralelo, denominadas módulo fotovoltaico. O módulo tem a função de isolar as células eletricamente de contatos exteriores, protegê-las das intempéries e fornecer rigidez mecânica ao conjunto. Já o gerador fotovoltaico, por sua vez, é formado pela associação dos módulos. O gerador fotovoltaico normalmente é caracterizado por sua potência nominal, obtida através da soma das potências dos módulos que o constituem e expressa na unidade kilo-Watt-pico (kWp) (ZILLES et al., 2012; VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Outro componente fundamental para um SFVCR é o inversor. Os inversores são dispositivos empregados para converter a potência em Corrente Contínua (CC), fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência em Corrente Alternada (CA), que será injetada na rede elétrica. Além disso, esse dispositivo efetua o seguimento do Ponto de Máxima Potência (PMP) do sistema, garantindo que sempre esteja disponível na

entrada do inversor a máxima potência que o gerador pode suprir em determinado momento (ZILLES, 2012).

2.4.4 Orientação dos painéis

Ao instalar um SFV, é fundamental garantir a mínima incidência de sombras nos módulos, de modo a se obter uma operação o mais eficiente possível. Para tal, deve-se observar dois parâmetros: a orientação horizontal dos módulos – se voltados ao norte, sul, leste ou oeste – e o seu ângulo de inclinação em relação à horizontal. Isso se torna ainda mais relevante em sistemas solares de pequeno porte, já que, por razões de custo-benefício, evita-se o uso de seguidores solares. Para maximizar a captação da radiação solar média ao longo do ano, orienta-se os módulos em direção à linha do equador, ou seja, para o norte geográfico, se a instalação estiver no hemisfério Sul, e para o sul geográfico, se a instalação estiver no hemisfério Norte. A inclinação adotada normalmente é próxima à latitude local, adotando-se o mínimo de 10° para localidades com latitude próxima de zero. Este último procedimento é adotado a fim de evitar o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, pois inclinações iguais ou superiores a 10° favorecem autolimpeza pela ação da água das chuvas, garantindo assim que o rendimento de conversão não seja prejudicado (ZILLES et al., 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

2.4.5 Estimativa de geração de energia

Existem três principais fatores que influenciam na determinação da energia a ser produzida pelo SFV. O primeiro é o consumo médio mensal de EE da UC, o qual o consumidor pode desejar suprir parcial ou integralmente. O segundo fator está ligado ao espaço disponível para instalação dos módulos, que limita a quantidade máxima de energia produzida. O terceiro fator está associado às eventuais limitações econômicas do consumidor, que pode ter um teto de gastos pré-estabelecido para o investimento (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

Uma vez estabelecida a quantidade de energia a ser gerada pelo SFV, e conhecendo-se o modelo do módulo que será utilizado, realiza-se a estimativa da energia produzida por cada módulo diariamente. Como os SFVCRs dispõem de um sistema de seguimento de PMP, o método de cálculo mais indicado é o baseado nas características do módulo e nas condições de irradiação diária do local, ou seja, no valor de energia por metro quadrado diário [kWh/m²/dia]. A irradiação diária para uma região pode ser encontrada em mapas solarimétricos ou através da utilização de uma ferramenta computacional. Já as características do módulo (área e eficiência) podem ser obtidas no catálogo do fabricante. A partir desses dados, é possível calcular a EE produzida diariamente. Para se obter a produção mensal, basta multiplicar o valor diário obtido pelo número de dias do mês analisado, conforme (2.2) (VILLALVA e GAZOLLI, 2012).

$$E_{P_{mês}} = I_D \cdot A_M \cdot \eta_M \cdot N_D, \quad (2.2)$$

onde $E_{P_{mês}}$ é a energia produzida mensalmente por um único módulo, em Wh, I_D é a irradiação diária do local, dada em Wh/m²·dia, A_M é a área da superfície do módulo, dada em m², η_M é a eficiência do módulo e N_D é número de dias do mês.

Com os dados da energia produzida por cada módulo e conhecendo-se o valor da energia que se deseja produzir, determina-se a quantidade de módulos necessários para atender à demanda.

$$N_M = \frac{E_{C_{mês}}}{E_{P_{mês}}}, \quad (2.3)$$

onde N_M é o número de módulos necessários e $E_{C_{mês}}$ é a energia que se deseja produzir em um mês, dada em kWh. O número de módulos será igual ao número inteiro mais próximo encontrado na equação (2.3).

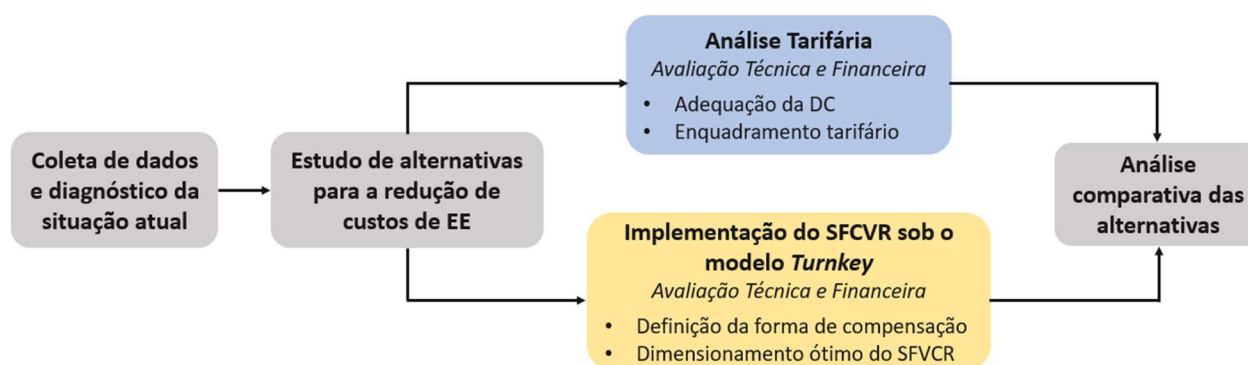
A energia total produzida pelo SFV será então, finalmente dada pela multiplicação do número de módulos pela energia produzida, obtida através de (2.2).

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Esta seção detalha a metodologia utilizada para avaliar as duas alternativas abordadas nesse trabalho para redução de custos de EE – a análise tarifária e a instalação de um SFVCR. É importante ressaltar que as bandeiras tarifárias não foram consideradas nas tarifas usadas para os cálculos, exceto quando mencionadas explicitamente.

Inicialmente, realiza-se o diagnóstico da situação atual a partir de dados coletados. Em seguida, é conduzida uma análise tarifária para as UCs, onde são consideradas questões como verificação da adequação da Demanda Contratada (DC) e correto enquadramento tarifário. Na sequência, é avaliada a instalação de um SFVCR sob o modelo de negócio *Turnkey*. Por fim, é conduzida a análise comparativa da atratividade financeira de cada alternativa. A Figura 3.1 apresenta o diagrama da estrutura global para a metodologia proposta.

Figura 3.1 – Diagrama da estrutura global para a metodologia proposta



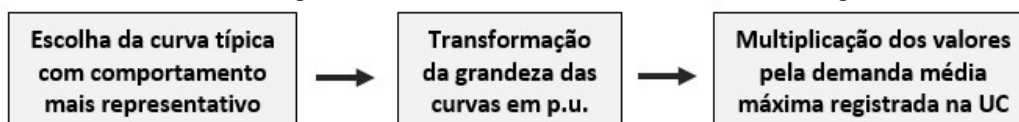
Fonte: Autor

3.1 Diagnóstico da situação atual

Em primeiro lugar, é estabelecido um diagnóstico da situação atual. Para tal, verifica-se o grupo e modalidade tarifária referente a cada UC, bem como as tarifas correspondentes aplicadas pela concessionária local. Também é analisado o perfil de consumo, obtido através da análise dos dados históricos presentes nas faturas de EE para um período de 12 meses.

Além disso, são obtidas três curvas de carga para cada UC, que correspondem aos dias úteis, sábados e domingos, respectivamente. A obtenção das curvas é realizada a partir de curvas típicas provenientes de campanha de medição de concessionária do sul do Brasil e que apresentam comportamento semelhante ao esperado para as UCs. O processo de estimativa foi adaptado a partir do descrito por Manhães e Martins (2006) e pode ser apresentado como uma sequência de três etapas, mostradas na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Processo de estimativa das curvas de carga



Fonte: Autor

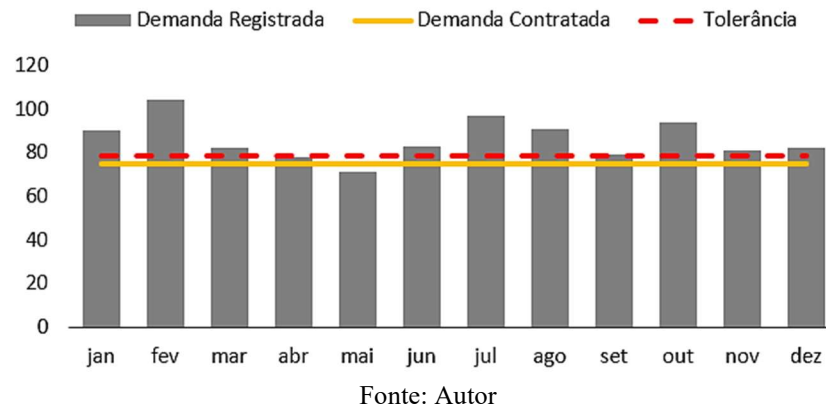
Os resultados do diagnóstico são posteriormente utilizados como referência para avaliar a atratividade financeira das alternativas de redução de custos de EE.

3.2 Análise Tarifária

A análise tarifária para UCs pertencentes ao grupo A envolve duas possibilidades: a verificação da adequação da Demanda Contratada (DC) e do enquadramento tarifário.

Para avaliar de forma preliminar se a DC está adequada, são utilizados os dados de demanda máxima mensal registrados em cada UC durante um período de 12 meses e o valor da DC atual correspondente. A partir de uma análise gráfica, pode-se identificar visualmente a existência de desperdício, caso a DR esteja sempre abaixo da DC, ou de um subdimensionamento da demanda, ao se verificar meses em que a DC foi ultrapassada. É importante notar que a ANEEL estabelece uma tolerância de 5% para ultrapassagem da DC, a partir da qual são cobrados custos adicionais (tarifa de ultrapassagem), conforme REN nº 414/2010. A Figura 3.3 ilustra um exemplo de contrato onde a DC está subdimensionada.

Figura 3.3 - Exemplo de demanda contratada subdimensionada
Demanda Registrada vs. Demanda Contratada (kW)



Uma vez identificada a oportunidade de otimização da DC, com o auxílio do *software* Microsoft Excel calcula-se iterativamente a DC ótima, considerada como aquela que resulta no menor valor monetário para o período analisado. Para isso, utilizam-se os dados históricos de demanda em conjunto com as tarifas aplicadas pela concessionária para a demanda contratada, demanda não consumida e tarifa de ultrapassagem de demanda.

Como foi discutido na seção 2.1.2, a THV está disponível para todos os consumidores do Grupo A, sendo que aqueles pertencentes aos subgrupos A3a, A4 e AS podem optar entre duas modalidades tarifárias: a THA e a THV. Logo, antes de analisar se o enquadramento tarifário é adequado, é necessário verificar o subgrupo em que a UC está classificada, de forma a assegurar a elegibilidade para uma possível mudança. Se a UC for elegível, utiliza-se então os dados de consumo em HP e HFP presentes nas faturas de EE em conjunto com as curvas de carga estimadas para avaliar de forma simplificada a relevância de uma mudança na modalidade tarifária, já que, em geral, a THV é mais atrativa para as UCs que conseguem paralisar ou reduzir de forma significativa a sua atividade durante o HP. Por outro lado, a THA é a melhor opção quando existe consumo elevado de EE no HP. Para realizar essa avaliação, calcula-se o FC médio observado no HP para cada UC durante um período de 12 meses (FC_{HP}) conforme equação (3.1).

$$FC_{HP} = \frac{\sum_{n=1}^{12} C_{HP}}{D_{máx_{HP}} \times H_{HP}}, \quad (3.1)$$

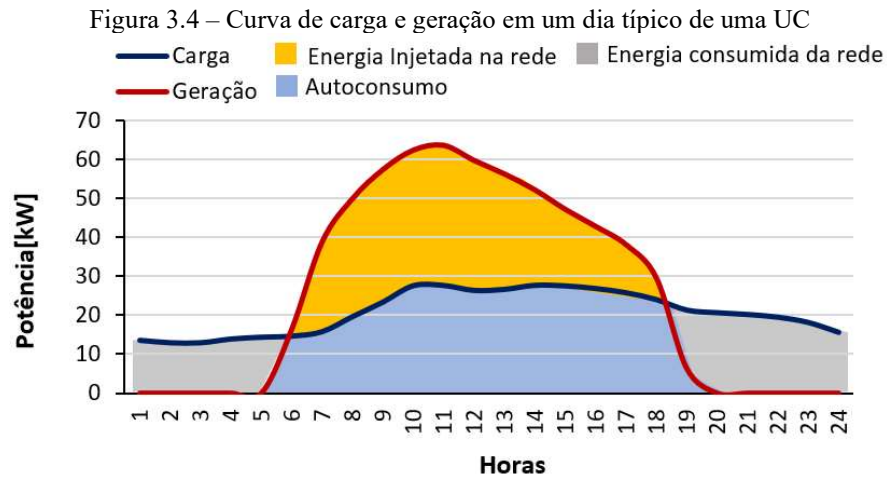
onde C_{HP} é o consumo mensal no HP em kWh, $D_{máx_{HP}}$ é a demanda máxima observada no HP em kW e H_{HP} é o número de horas do HP durante o período analisado. A ANEEL define um fator de carga de 0,66 como ponto de cruzamento entre a THV e THA (ANEEL, 2021), o que significa que se o FC_{HP} resultante for superior a esse valor a THA é considerada a melhor opção tarifária, caso contrário a THV será mais vantajosa.

Se a análise de enquadramento tarifário for considerada pertinente, conduz-se um estudo mais detalhado, onde os custos totais em cada modalidade são simulados a partir das tarifas aplicadas pela concessionária em conjunto com as informações de demanda e consumo de EE ao longo das horas do dia, extraídos do relatório de demanda de cada UC para o período analisado. Considera-se como a melhor opção de modalidade tarifária aquela que apresentar os menores custos ao final da simulação.

3.3 Instalação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

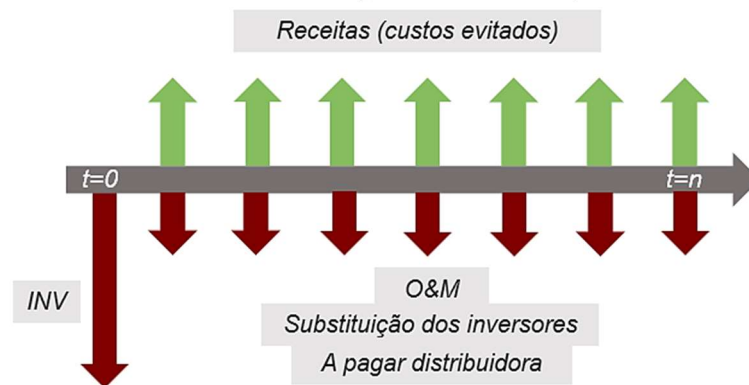
Conforme apresentado anteriormente na seção 2.3.1, no modelo *Turnkey* o usuário realiza a aquisição de um SFV para compensação local ou remota da EE gerada. Logo, o primeiro passo para avaliação desse modelo é a definição da forma de compensação a ser utilizada. Para isso, devem ser levadas em consideração as restrições de espaço, de infraestrutura ou financeiras apresentadas pelo consumidor. Em seguida, define-se o local onde será instalado o sistema e elabora-se então o projeto do SFV, conduzido conforme apresentado na seção 2.4. Para estabelecer a quantidade de energia a ser produzida pelo sistema, são realizadas simulações variando esse parâmetro.

A energia gerada por um SFVCR é consumida instantaneamente pela carga (autoconsumo) e a parcela excedente é injetada na rede elétrica, transformando-se em créditos de energia (PINHO e GALDINO, 2014). Para se obter esse valor, também conhecido como Fator de Simultaneidade (FS), é realizada uma análise para cada mês do ano, onde compara-se o consumo horário apresentado pela UC, estimado através das curvas típicas, com a geração horária do mês correspondente. A quantidade injetada na rede é considerada então como a energia líquida, ou seja, o excedente quando a geração é maior do que o consumo. A Figura 3.4 exemplifica esse comportamento.



Por fim, a partir de dados financeiros como investimento inicial, receitas e custos, é elaborado um fluxo de caixa para cada simulação, o qual é avaliado dentro do período correspondente à vida útil da planta de geração. Para o modelo *Turnkey*, a receita é composta pela economia mensal obtida através do SFV e os custos contemplam a operação e manutenção do sistema (O&M), eventuais substituições dos inversores e tarifas remanescentes a serem pagas à concessionária. Já o investimento inicial é o valor total investido no SFV. A Figura 3.5 ilustra o fluxo de caixa considerado.

Figura 3.5 -Fluxo de caixa ilustrativo para modelo *Turnkey* com investimento único



3.4 Análise da atratividade financeira de cada alternativa

A atratividade financeira de cada alternativa é avaliada através de quatro indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* descontado e Custo Nivelado de Energia (LCOE).

3.4.1 Valor Presente Líquido

O indicador VPL representa o lucro líquido gerado por um investimento, calculado a partir de custos e receitas futuras, descontados usando uma taxa de juros apropriada, e subtraindo-se o investimento inicial (DINIZ, 2017). Segundo Brealey, Myers e Allen (2013), a taxa de desconto normalmente é

determinada por meio de taxas de retorno usuais dos mercados de capitais e deve ter um nível de risco equivalente ao apresentado pelo investimento.

O VPL é obtido através da equação (3.2):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - INV, \quad (3.2)$$

onde n é o número de anos considerado na análise, t é o ano variável em cada soma, FC_t é o fluxo de caixa no ano t , dado em R\$, i é a taxa de desconto e INV é o investimento inicial, em R\$. Os projetos que apresentam VPL positivo são considerados opções de investimento favoráveis, enquanto aqueles com VPL negativo devem ser rejeitados.

Brealey, Myers e Allen (2013) destacam, ainda, a importância da coerência na forma de tratar os efeitos da inflação no fluxo de caixa, isto é, não se deve misturar fluxos de caixa reais com taxas de desconto nominais e vice e versa. Se o fluxo de caixa está em valores reais, então, a fim de assegurar a coerência, deve-se utilizar a equação (3.3) para transformar a taxa de desconto nominal em uma taxa de desconto real (taxa nominal descontada a inflação).

$$i_r = \frac{1 + i_n}{1 + a} - 1, \quad (3.3)$$

onde i_r é a taxa de juros real, i_n a taxa de juros nominal e a é a taxa de inflação.

3.4.2 Taxa Interna de Retorno

A TIR corresponde a taxa que remunera o capital investido de tal forma que permite recuperá-lo de forma integral, ou seja, é a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. O cálculo da TIR é obtido iterativamente, de forma que o resultado da equação (3.2) seja zero.

No processo de decisão sobre o investimento em um projeto, uma TIR com valor superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é considerada um bom investimento. Desse modo, ao se comparar o custo de oportunidade com a TIR apresentada pelo projeto, o que se está verificando de fato é se o projeto em questão tem um VPL positivo (BREALEY, MYERS e ALLEN, 2013).

Existem alguns casos em que a TIR pode conduzir a uma hierarquização equivocada das alternativas de investimento. Uma das situações apontadas por Brealey, Myers e Allen (2013) diz respeito a projetos mutuamente excludentes e com tamanhos distintos em termos de investimento inicial e montantes do fluxo de caixa. Nesse contexto, o critério da TIR não é confiável para ordenar as melhores opções de investimento, a menos que se analise a TIR dos fluxos adicionais entre o projeto maior e menor. O fluxo de caixa incremental é calculado conforme equação (3.4).

$$FC_{inc} = FC_B - FC_A, \quad (3.4)$$

onde FC_{inc} é o fluxo de caixa incremental, FC_B é o fluxo de caixa do projeto com maior investimento inicial e FC_A o fluxo de caixa do projeto que se deseja comparar. Se a TIR dos fluxos de caixa adicionais for maior que a TMA, então o maior projeto é considerado a melhor opção financeira.

3.4.3 Payback descontado

O *Payback* descontado representa o tempo para recuperação do capital investido, considerando o valor do dinheiro no tempo. Esse indicador é obtido calculando-se o número de anos necessários para que o somatório do fluxo de caixa descontado se iguale ao investimento inicial (BREALEY, MYERS e ALLEN, 2013). De forma geral, quanto menor o tempo de *payback*, mais atrativo é o investimento.

3.4.4 Custo Nivelado de Energia

O Custo Nivelado de Energia, traduzido da expressão em inglês *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é o valor presente do custo de energia gerada. Esse indicador é expresso em unidades monetárias por kWh e é obtido através da divisão entre o fluxo de despesas totais do projeto e a geração de energia no período, ambos descontados utilizando uma taxa de juros (DINIZ, 2017). A equação (3.5) detalha o cálculo do indicador LCOE para um SFV.

$$LCOE_{SFV} = \frac{INV + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{SFV} \cdot (1-d)^t}{(1+i)^t}}, \quad (3.5)$$

onde INV é o investimento inicial, em R\$, n é o número de anos considerado na análise, t é o ano variável em cada soma, C_t são os custos do sistema no ano t , em R\$, i é a taxa de desconto, d é a taxa de depreciação anual do SFV, dada em % e E_{SFV} é a energia fotovoltaica gerada no ano t , expressa em kWh. No processo de tomada de decisão, um LCOE com valor inferior ao da tarifa de EE sinaliza uma oportunidade favorável de investimento.

3.4.5 Critérios de decisão de investimento

Segundo Brealey, Myers e Allen (2013), cerca de 75% dos gestores financeiros utilizam o indicador Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL) para a decisão de projetos de investimento. Ainda, na maioria das vezes, se recorre a mais de um critério para analisar a atratividade dos projetos. Um desses critérios adicionais é o *payback* descontado, que, através da sinalização do período de tempo necessário para se obter um VPL positivo, serve como referência para o investidor se planejar financeiramente. No entanto, o *payback* descontado não considera os fluxos de caixa que ocorrem após o período limite, de modo que os projetos de longo prazo sofrem risco de rejeição, mesmo quando são financeiramente atrativos. Por isso, a decisão de investimento não deve tê-lo como critério principal. Logo, nesse trabalho será considerado como critério de decisão apenas a TIR e o VPL, sendo os outros indicadores considerados informações suplementares.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E RESULTADOS

4.1 Estudo de caso e diagnóstico da situação atual

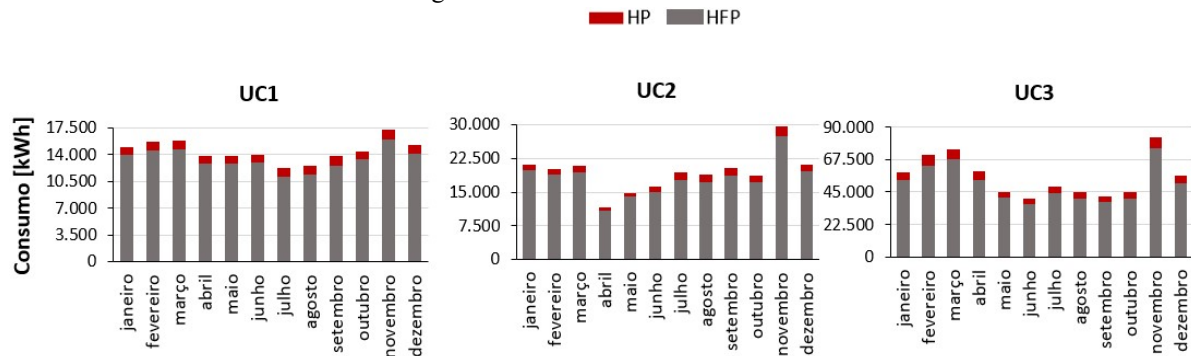
O estudo de caso desse trabalho contempla três UCs sob mesma titularidade, pertencentes ao subgrupo A4, inscritas sob a modalidade tarifária THV e localizadas em diferentes cidades dentro de uma mesma área de concessão no sul do Brasil. A empresa proprietária dos estabelecimentos, priorizando a confidencialidade, permitiu a utilização dos dados das UCs mediante aplicação de um fator de ajuste e não autorizou a divulgação de informações que possam identificá-la, como endereços e especificação da distribuidora responsável pela área de concessão. Os detalhes de cada UC são apresentados Quadro 4.1. Os perfis de consumo anual são mostrados na Figura 4.1, os perfis de demanda contratada e registrada estão apresentados na Figura 4.2 e as curvas de carga obtidas através de processo de estimativa apresentado na seção 3.1 são exibidas na Figura 4.3.

Quadro 4.1 - Caracterização das unidades consumidoras

	UC1	UC2	UC3
Localização	Cidade A	Cidade B	Cidade C
Tipo de Instalação	Centro de Distribuição	Centro de Distribuição	Sede administrativa e Data Center
Área de telhado (m ²)	18.900	9.500	-
Demanda Contratada (kW)	35	75	226

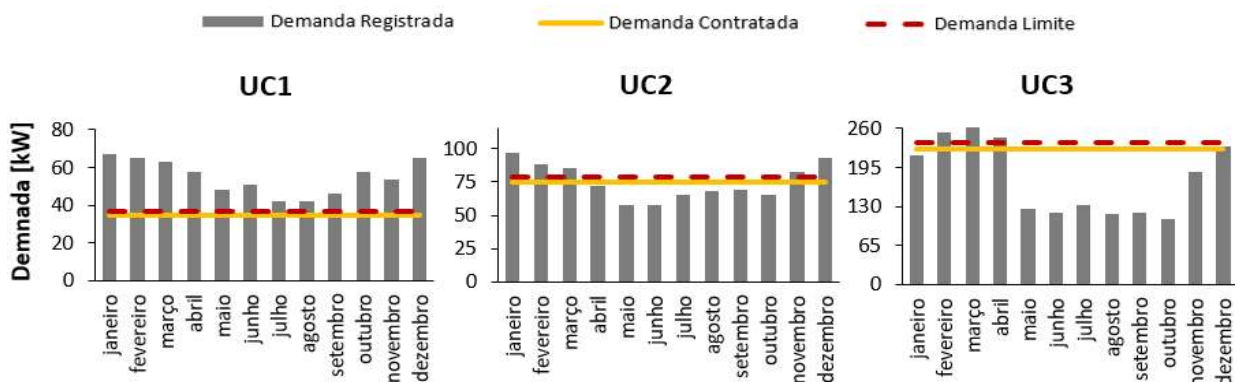
Fonte: Autor

Figura 4.1 - Perfil de consumo anual



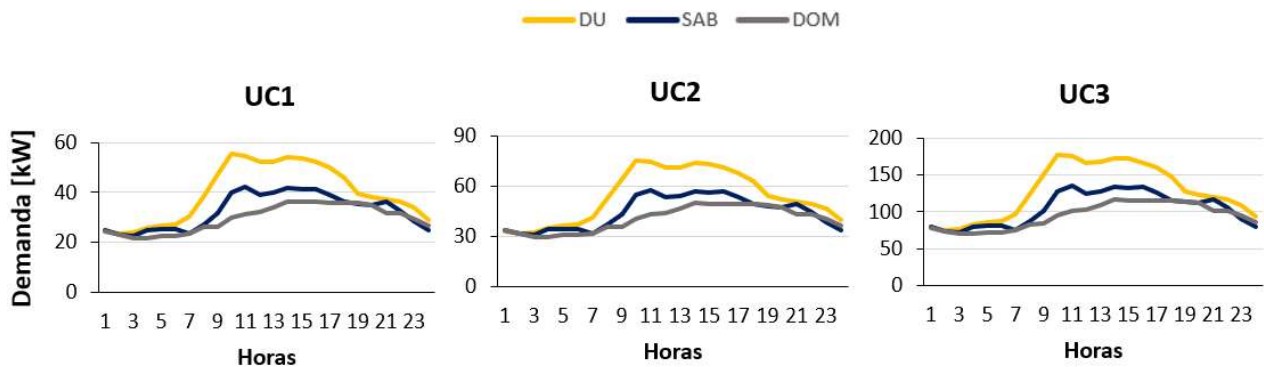
Fonte: Autor

Figura 4.2 - Perfil de demanda registrada e contratada anual



Fonte: Autor

Figura 4.3 - Curva de carga estimada para cada consumidor



Fonte: Autor

Ao se analisar a Figura 4.1, é possível perceber que a maior parte do consumo das UCs ocorre durante o HFP. Isso se deve em grande parte ao horário de funcionamento das unidades, que, conforme podemos observar também nas curvas de carga mostradas na Figura 4.3, se concentra principalmente entre as 06h e 18h. Já em relação ao perfil de demanda anual, apresentado na Figura 4.2, pode-se perceber um comportamento sazonal, com os maiores valores sendo registrados durante os meses mais quentes do ano. As figuras serão utilizadas nas próximas seções para apoiar as análises realizadas.

4.2 Análise Tarifária

Conforme mencionado na seção 3.2, a análise tarifária para o grupo A envolve duas frentes: a verificação da adequação da DC e do correto enquadramento tarifário.

4.2.1 Adequação da demanda contratada

Para avaliar de forma preliminar se a DC está adequada, inicialmente analisa-se a Figura 4.2 a fim de identificar de forma visual a existência de desperdício ou subdimensionamento da demanda. É possível constatar que na UC1 existe ultrapassagem do limite de tolerância em todos os meses, sendo que em dezembro, janeiro, fevereiro e março a DR atinge quase o dobro da DC, o que indica provável subdimensionamento do valor contratado. Já na UC2, a DR apresenta pouca variabilidade ao longo do ano e permanece próxima ao valor da DC, ultrapassando o limite em 5 meses e nos demais se mantém um pouco abaixo, não sendo possível inferir a existência de desperdício ou subdimensionamento. A UC3, no entanto, apresenta grande variabilidade na DR, que se aproxima da DC durante 6 meses do ano e, no restante do tempo, ficam próximos da metade desse valor. Logo, pode estar ocorrendo desperdício na UC3.

Após a análise visual do perfil de DR e DC de cada UC, utilizou-se a ferramenta *Solver* do *software* Microsoft Excel para calcular de forma iterativa a DC ótima para cada caso. São usados como entrada os dados históricos de demanda e as tarifas aplicadas pela concessionária para a DC, demanda não consumida e tarifa de ultrapassagem de demanda. Define-se como objetivo a minimização do custo anual total referente à demanda através da variação do valor da DC, ao qual é imposta a restrição de que seja um número inteiro positivo. Os resultados de cada simulação são apresentados no Quadro 4.2.

Quadro 4.2 - Resultados da verificação de adequação da DC

	UC1	UC2	UC3
DC ótima (kW)	56	81	205
Variação vs. DC atual (%)	60,00	8,00	-9,29

Fonte: Autor

Os resultados obtidos reforçam a hipótese de que a DC na UC1 está subdimensionada, visto que a DC ótima calculada é 60% superior à atual. Por outro lado, as DCs ótimas encontradas para a UC2 e UC3 representam uma mudança inferior a 10% em ambos os casos, o que pode indicar que o contrato atual já está ajustado.

A fim de quantificar financeiramente a relevância de cada alteração, comparou-se os custos apresentados atualmente com os resultantes após a alteração da DC para o valor ótimo encontrado. Essa comparação foi feita inicialmente considerando apenas os custos relacionados à demanda (DC, demanda não consumida e ultrapassagem), e em seguida analisou-se a representatividade em relação aos custos totais de EE. Os resultados estão detalhados no Quadro 4.3.

Quadro 4.3 - Economia vs. situação atual: custos de demanda e custos totais de EE

	UC1	UC2	UC3	Total
Economia anual nos custos de demanda (%)	18,5	0,6	0,8	4,2
Economia anual nos custos totais de EE (%)	4,3	0,1	0,2	0,8

Fonte: Autor

Em relação aos custos anuais ligados à demanda, é possível verificar que, apesar das DCs ótimas encontradas para a UC2 e UC3 não serem iguais às DCs atualmente adotadas, a economia anual proporcionada por essas mudanças seria inferior a 1% para cada UC, portanto foi considerado nesse trabalho que o contrato atual já estava adequado. Além disso, confirmou-se a hipótese de que a DC na UC1 está subdimensionada, visto que além da variação alta no valor da DC, esse ajuste traria impacto financeiro significativo para a UC1, reduzindo a parcela da fatura referente à demanda em quase 1/5. Quando se analisa o impacto combinado dessas mudanças, contudo, a economia verificada é bastante inferior (4,2%). Já em relação aos custos anuais totais de EE, constata-se que o valor da economia proporcionada se torna ainda menos significativo. Nesse caso, o valor de 4,2% é reduzido a apenas 0,8%.

4.2.2 Avaliação do enquadramento tarifário

Todas as UCs avaliadas nesse trabalho são pertencentes ao subgrupo tarifário A4, e, conforme abordado na seção 2.1.2, estão aptas a escolher entre as modalidades THV e a THA. Para avaliar a relevância de uma eventual mudança para a THA, utiliza-se os dados de consumo em conjunto com as

curvas de carga estimadas e calcula-se o FC médio para o HP de cada UC, conforme equação (3.1) apresentada na seção 3.2. Os resultados estão apresentados no Quadro 4.4.

Quadro 4.4 - Resultados da avaliação preliminar de enquadramento tarifário

	UC1	UC2	UC3
FC_{HP}	0,37	0,33	0,53

Fonte: Autor

Pode-se verificar que o resultado encontrado para o FC_{HP} de todas as UCs foi inferior ao limite de 0,66, o que, conforme mencionado anteriormente na seção 3.2, indica que a THV é a opção mais vantajosa. Conclui-se, portanto, que as UCs estão atualmente enquadradas na modalidade tarifária mais adequada para cada uma, não sendo relevante a simulação de custos sob a THA.

4.3 Instalação do SFVCR

4.3.1 Avaliação da viabilidade técnica do Modelo *Turnkey*

Para o modelo de negócio analisado, define-se que serão adquiridos dois SFVCRs. Devido às condições desfavoráveis apresentadas pela UC3, serão instalados módulos apenas sobre os telhados da UC1 e UC2. Logo, nessas duas UCs a forma de compensação será junto à carga e a UC3 ficará enquadrada na condição de autoconsumo remoto.

O dimensionamento do sistema a ser instalado em cada UC é conduzido conforme apresentado na seção 2.4. A avaliação do recurso solar é feita com o auxílio do programa on-line *SunData* do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), onde é possível obter o valor de Irradiação solar diária média mensal para cada cidade considerando o ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude local e a orientação horizontal para o norte geográfico. Como o *SunData* não fornece informações com base horária, para a análise do FS foram utilizados dados de irradiação solar do *Global Solar Atlas* para cada localidade. Posteriormente, escolhe-se um módulo monocristalino de 445 Wp do fabricante Risen para compor o projeto, apontado como o quarto fabricante com maior volume de importação para o Brasil no 1º semestre de 2021 (GREENER, 2021). A partir das informações contidas no catálogo do fabricante (Anexo A) e os dados de irradiação solar, utiliza-se a equação (2.2) apresentada na seção 2.4.5 para calcular a energia produzida mensalmente por cada módulo.

Em seguida, são realizadas simulações para o dimensionamento do sistema variando-se o percentual do consumo médio mensal a ser atendido pelos SFVCRs. São analisados dois cenários:

- Cenário 1 - Considera a compensação da energia apenas na UC1 e UC2. Varia-se a parcela do consumo médio que se deseja compensar de 10% a 100%, e considera-se que essa proporção é sempre a mesma para ambas as UCs;
- Cenário 2 - Considera a adição da UC3 ao esquema de compensação. Define-se que nesse caso se deseja compensar 100% do consumo médio da UC1 e UC2 e a totalidade dos créditos excedentes das duas UCs é destinada a compensar a parcela de consumo da UC3, cujo valor varia a cada simulação (de 10% a 100%). Essa parcela de energia extra a ser gerada é alocada no SFVCR de cada UC conforme o espaço de telhado de cada uma (66,6% é alocada na UC1 e 33,4% é alocada na UC2).

A partir dos dados da energia produzida por cada módulo e conhecendo-se a quantidade de energia que se deseja produzir, calcula-se, através da equação (2.3), o número de módulos que irão compor o sistema em cada simulação e a potência total resultante. Para verificar de forma aproximada a compatibilidade da área a ser ocupada pelo SFVCR com o espaço disponível de telhado em cada edificação, é feito um cálculo simplificado multiplicando-se o número de módulos pela área de cada um e comparando com a área total de telhado de cada UC. É importante ressaltar que esse número desconsidera o espaçamento entre os módulos.

Os dados utilizados para os cálculos são mostrados no Quadro 4.5, onde I_D é a irradiação diária do local, A_M é a área da superfície do módulo, η_M é a eficiência do módulo e $E_{P_{mês}}$ é a energia produzida mensalmente pelo módulo. Os resultados obtidos para as simulações do cenário 1 e cenário 2 são detalhados no Quadro 4.6 e no Quadro 4.7, respectivamente, sendo N_M é o número de módulos que compõem o sistema, P_{SFVCR} é a potência do SFVCR e FS médio é o fator de simultaneidade médio verificado em cada simulação.

Quadro 4.5 – Dados utilizados para dimensionamento do SFVCR

	I_D [Wh/m ² ·dia]	A_M [m ²]	η_M [%]	$E_{P_{m\acute{e}s}}$ [kWh]
UC1	4,88	2,17	21	66,69
UC2	4,53	2,17	21	61,91

Quadro 4.6 - Resultados para as simulações de dimensionamento do Cenário 1

Consumo médio a compensar em cada UC (%)	N_m		P_{SFVCR} [kWp]		FS médio		Ocupação telhado (%)	
	UC1	UC2	UC1	UC2	UC1	UC2	UC1	UC2
10	21	31	9,35	13,8	1	1	0,4	0,71
20	43	62	19,14	27,59	1	1	0,5	1,43
30	65	93	28,93	41,39	1	1	0,75	2,14
40	86	125	38,27	55,63	1	0,99	0,99	2,88
50	108	156	48,06	69,42	0,97	0,97	1,24	3,59
60	130	187	57,85	83,22	0,88	0,90	1,5	4,3
70	152	219	67,64	97,46	0,78	0,82	1,75	5,04
80	173	250	76,99	11,25	0,69	0,74	1,99	5,75
90	195	281	86,78	125,05	0,62	0,67	2,25	6,46
100	217	313	96,57	139,29	0,56	0,60	2,50	7,20

Fonte: Autor

Quadro 4.7 - Resultados para as simulações de dimensionamento do Cenário 2

Consumo médio a compensar na UC3 (%)	N_m		P_{SFVCR} [kWp]		FS médio		Ocupação telhado (%)	
	UC1	UC2	UC1	UC2	UC1	UC2	UC1	UC2
10	272	342	121,04	152,19	0,45	0,55	3,13	7,87
20	328	372	145,96	165,54	0,38	0,51	3,78	8,56
30	383	402	170,44	178,89	0,33	0,48	4,41	9,25
40	439	432	195,36	192,24	0,29	0,44	5,06	9,94
50	494	462	219,83	205,59	0,25	0,42	5,69	10,63
60	550	492	244,75	218,94	0,23	0,39	6,34	11,32
70	606	552	269,67	232,29	0,21	0,37	6,98	12,01
80	661	552	294,15	245,64	0,19	0,35	7,62	12,70
90	717	582	319,07	258,99	0,18	0,33	8,26	13,39
100	772	612	343,54	272,34	0,17	0,32	8,89	14,08

Fonte: Autor

Observando os resultados do Quadro 4.6 e do Quadro 4.7, é possível verificar que a área ocupada pelos módulos em todas as simulações corresponde à uma fração muito pequena do espaço de telhado disponível nas edificações. Portanto, não se faz necessário realizar uma análise mais detalhada que leve em conta o espaçamento entre os módulos e considera-se que o tamanho dos sistemas é compatível com os espaços disponíveis para a instalação.

Além disso, os resultados mostram uma tendência decrescente para o FS médio nas UCs após a parcela de consumo médio a compensar ultrapassar o valor de 30% no cenário 1. Isso indica que, a partir desse ponto, a geração de energia do SFVCR se torna superior ao consumo instantâneo das UCs e, conseqüentemente, existe energia excedente sendo injetada na rede. O acréscimo da UC3 no esquema de compensação contribui para o decréscimo do FS, pois na modalidade de autoconsumo remoto não existe consumo instantâneo. Esse comportamento possui implicações financeiras, uma vez que a energia autoconsumida e injetada não são valoradas da mesma maneira para a concessionária considerada nesse estudo de caso. O autoconsumo pode ser entendido como um consumo evitado, não sendo registrado pelo medidor da UC em que o SFVCR está instalado, o que é equivalente a remunerar essa energia com a mesma tarifa de fornecimento da distribuidora. Já a energia excedente injetada na rede possui incidência de ICMS sobre a TUSD, o que faz com que a tarifa injetada seja valorada de forma inferior à de fornecimento.

É importante destacar, ainda, que a partir dos 30% de consumo médio a compensar no Cenário 1, a potência instalada do SFVCR da UC1 ultrapassa a DC atualmente e, a partir dos 50%, o mesmo ocorre

para a UC2. Conforme abordado anteriormente no item “Limite de potência instalada de MMGD” da seção 2.2, nesse caso é necessário solicitar o aumento da DC junto à distribuidora de energia, o que resulta em consequências financeiras.

4.3.2 Avaliação da Viabilidade Financeira do Modelo *Turnkey*

A avaliação financeira do modelo de negócio *Turnkey* é conduzida a partir do fluxo de caixa apresentado na seção 3.3, que considera o valor do investimento inicial, receitas devido ao consumo evitado de EE e custos totais do sistema (O&M, eventual troca de inversores e despesas remanescentes a serem pagas à distribuidora). O horizonte de tempo considerado para a análise é de 25 anos, o mesmo tempo da vida útil do SFVCR.

Para estimar o valor do investimento inicial nas simulações dos dois cenários, foram utilizados dados de mercado de junho de 2021 (Anexo B), mostrados no Quadro 4.8.

Quadro 4.8 - Preços de SFV para o cliente final

P_{SFVCR} (kWp)	2	4	8	12	30	50	75	150	300	500
Preço (R\$/Wp)	6,17	4,88	4,38	4,21	3,97	3,89	3,81	3,64	3,59	3,73

Fonte: Adaptado de (GREENER, 2021)

Como o preço para o cliente final varia significativamente de acordo com a potência instalada do SFVCR, optou-se por realizar uma interpolação linear dos dados para cada simulação, de forma a incorporar esse efeito nos resultados financeiros.

Na modelagem das receitas do sistema, primeiramente foram utilizados os dados de FS para calcular a energia autoconsumida e injetada na rede em cada simulação. A obtenção desse valor é importante, uma vez que, conforme discutido anteriormente, a energia autoconsumida e injetada não são valoradas da mesma forma para a concessionária considerada. Para a compensação de créditos, foram empregados os critérios apresentados no item “Sistema de Compensação de EE” da seção 2.2, com a exceção de que, no Cenário 1, os créditos excedentes ao final do ciclo de faturamento não foram considerados na compensação do mês seguinte. Para o Cenário 2, considerou-se que a totalidade dos créditos excedentes da UC1 e UC2 eram direcionados para compensar a parcela de consumo da UC3, onde novamente a compensação seguiu os critérios apresentados na seção 2.2. Então, a partir das tarifas praticadas pela distribuidora, e considerando um valor de 30% para o ICMS e 5,4% para o PIS/COFINS (média observada para um período de 12 meses), foi possível calcular a receita obtida a cada período. Adicionalmente, foi considerado que a produtividade dos módulos diminui com o tempo devido à degradação natural das células fotovoltaicas. A taxa de degradação adotada é a informada pelo fabricante em catálogo, igual a 0,55% ao ano durante os primeiros 25 anos de funcionamento.

Visto que todas as UCs do estudo de caso são pertencentes ao grupo A, não existe custo de disponibilidade a ser pago à distribuidora. Os custos remanescentes dessa categoria são referentes, portanto, à DC adicional que foi alterada devido à instalação do SFVCR, excluindo-se gastos com modificações nos dispositivos de conexão e ramal de energia que eventualmente precisariam ser modificados. Em relação à modelagem dos demais custos do projeto, foram utilizadas algumas referências encontradas na literatura. Para os custos de O&M, adotou-se o valor anual de 0,93% do investimento inicial, estimativa apresentada por Diniz (2017). Para o intervalo da troca de inversores, foi adotado o valor máximo apontado por Pinho e Galdino (2014), que afirmam que os inversores de SFCVRs normalmente possuem garantia de 5 a 10 anos. Foram consideradas, portanto, duas substituições desses dispositivos ao longo do projeto: uma no ano 10 e outra no ano 20. Para estimar o custo da troca desses equipamentos, foi utilizado o valor de 23% do investimento inicial (DINIZ, 2017).

Para o cálculo dos indicadores financeiros, utilizou-se uma TMA igual à taxa SELIC. Essa escolha se justifica, uma vez que a SELIC remunera investimentos disponíveis no Brasil (como títulos públicos, por exemplo) e que apresentam um nível de risco similar ao SFCVR (risco baixo). O valor adotado para a mesma foi de 8,75%, conforme previsão do Banco Central do Brasil para o ano de 2022 (BACEN, 2021). Dado que o fluxo de caixa construído para o projeto apresenta valores reais e a SELIC é uma taxa nominal, foi utilizada a equação (3.3) apresentada na seção para convertê-la em uma taxa de juros real. A taxa de inflação utilizada para o cálculo foi a previsão para o índice IPCA ao final de 2022, igual a 4,17% (BCB, 2021). Finalmente, a taxa real de desconto utilizada foi de 4,4%.

O Quadro 4.9 resume os parâmetros de entrada dos cálculos de viabilidade financeira para os dois cenários e o Quadro 4.10 e Quadro 4.11 apresentam os resultados financeiros encontrados para cada simulação.

Quadro 4.9 - Parâmetros de entrada dos cálculos de viabilidade financeira

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2
Modalidade de Compensação	Local	Local + autoconsumo remoto
Degradação Anual dos Módulos (%)	0,55	
Forma de Investimento	À Vista	
Custo dos Inversores (% do Inv. Inicial)	23	
Número de trocas dos Inversores	2 (ano 10 e ano 20)	
Custos anuais de O&M (% do Inv. Inicial)	0,93% do Investimento Inicial	
Período de Análise (anos)	25	
Tarifas de EE	Subgrupo A4, modalidade THV	
Taxa ICMS (%)	30	
Taxa PIS/COFINS (%)	5,42	
Evolução das Tarifas	Tarifa Real Constante	
Taxa de Desconto Real (%)	4,4	

Fonte: Autor

Quadro 4.10 - Resultados Financeiros para o Cenário 1

Consumo médio a compensar por UC (%)	TIR (%)	VPL (milhões R\$)	Payback descontado (anos)	Receitas / Custos	LCOE (R\$/kWh)	Composição dos custos		
						Investimento (%)	Custo Adicional DC (%)	Outros Custos (%)
10	23,0	0,218	4,6	2,60	0,24	72,1	0,0	27,9
20	24,3	0,453	4,4	2,73	0,23	72,1	0,0	27,9
30	25,0	0,691	4,2	2,80	0,23	72,1	0,0	27,9
40	24,9	0,904	4,3	2,70	0,23	68,8	4,7	26,6
50	24,0	1,066	4,4	2,47	0,25	62,3	13,6	24,1
60	22,5	1,152	4,7	2,17	0,29	54,9	23,9	21,2
70	20,7	1,186	5,1	1,92	0,32	48,7	32,5	18,8
80	19,2	1,204	5,5	1,77	0,34	45,0	37,6	17,4
90	17,8	1,200	5,9	1,64	0,36	42,4	41,3	16,4
100	16,7	1,192	6,3	1,55	0,38	40,4	44,0	15,6

Fonte: Autor

Quadro 4.11 - Resultados Financeiros para o Cenário 2

Consumo médio a compensar na UC3 (%)	TIR (%)	VPL (milhões R\$)	Payback descontado (anos)	Receitas / Custos	LCOE (R\$/kWh)	Composição dos custos		
						Investimento (%)	Custo Adicional DC (%)	Outros Custos (%)
10	16,7	1,374	6,3	1,52	0,39	38,2	47,1	14,7
20	15,7	1,401	6,7	1,45	0,41	36,6	49,2	14,1
30	14,3	1,352	7,3	1,38	0,42	35,5	50,7	13,7
40	13,1	1,288	7,8	1,32	0,42	34,7	51,9	13,4
50	12,5	1,304	8,1	1,29	0,43	34,0	52,8	13,2
60	11,6	1,252	8,6	1,25	0,44	33,5	53,6	12,9
70	11,4	1,301	8,8	1,24	0,44	33,1	54,2	12,8
80	10,4	1,180	11,4	1,20	0,44	32,7	54,7	12,6
90	9,3	1,016	12,5	1,16	0,45	32,4	55,1	12,5
100	8,3	0,850	13,6	1,12	0,45	32,2	55,4	12,4

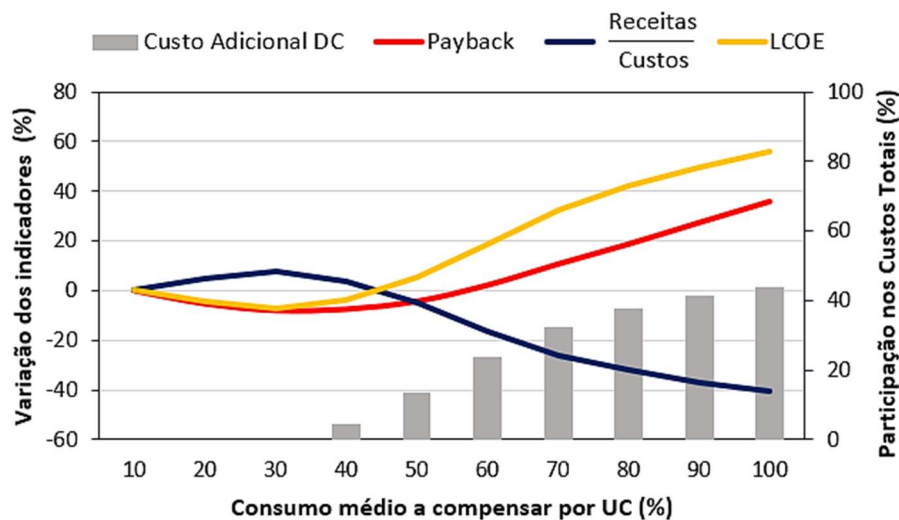
Fonte: Autor

É possível verificar que, em ambos os cenários analisados, os resultados encontrados para os indicadores TIR e VPL apontam a viabilidade financeira do projeto para todas as simulações dentro do período analisado. Os valores encontrados para o VPL são todos positivos, indicando ganhos em relação ao custo de oportunidade considerado para o capital. Pode-se chegar à mesma conclusão através da análise dos resultados da TIR, que permanece sempre acima da TMA real considerada, onde até mesmo a TIR mínima mostra um ganho de quase 4 pontos percentuais em relação à TMA.

A modificação na composição dos custos a cada simulação evidencia a relevância que a parcela de custo adicional de DC assume conforme o consumo médio a compensar e, conseqüentemente a potência do SFVCR, aumenta. Já na última simulação do Cenário 1 (Quadro 4.10), essa parcela assume o primeiro lugar na hierarquia de custos, posição mantida durante todas as simulações do Cenário 2 (Quadro 4.11).

Além disso, pode-se identificar no cenário 1 um ponto de inflexão entre a simulação de 30% e 40% de consumo médio a compensar. Nesse ponto, o comportamento dos indicadores *payback* descontado, proporção entre receitas e custos e LCOE invertem o seu comportamento, que permanece o mesmo a partir de então. Conforme abordado na seção 4.3.1 e observado no Quadro 4.10, nesse mesmo ponto a potência instalada dos SFVCRs ultrapassa a DC atual, o que implica uma parcela de custo extra referente à essa DC adicional. Esse fato pode ser melhor observado na Figura 4.4.

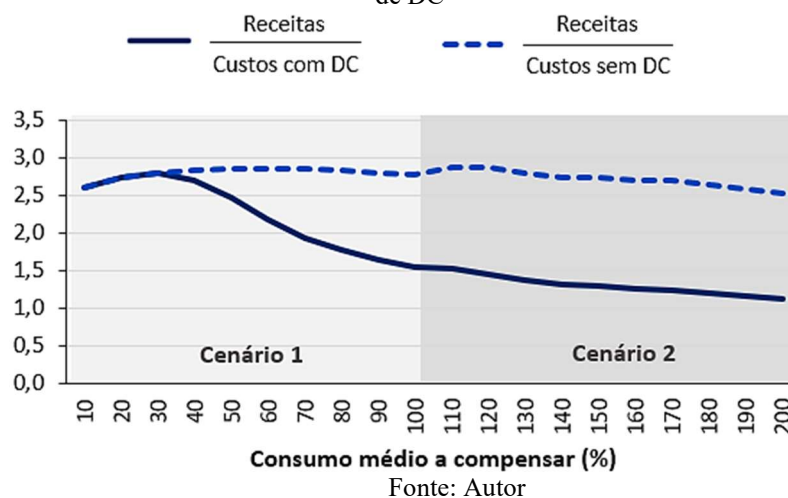
Figura 4.4 - Cenário 1: Comportamento dos indicadores *payback* descontado, receitas sobre custos e LCOE vs. primeiro valor da série



Fonte: Autor

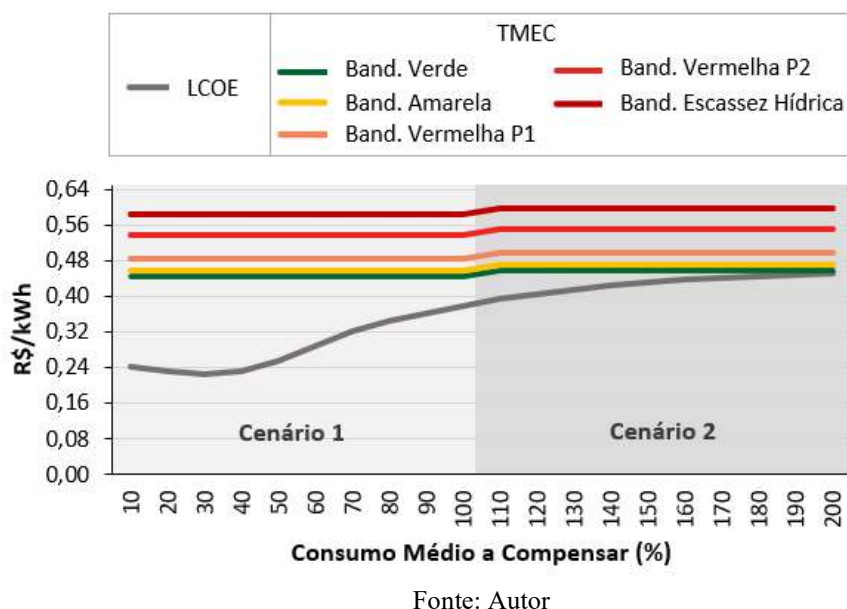
A inversão na tendência do indicador receitas sobre custos, que passa de crescente a decrescente, sugere que, a partir desse ponto, os custos crescem em uma taxa superior às receitas. Conforme pode ser observado na Figura 4.4, esse fato também impacta diretamente os indicadores *payback* descontado e LCOE. Através da análise da Figura 4.4 pode-se inferir, ainda, que a mudança na taxa de crescimento dos custos está intimamente relacionada à parcela incremental referente à DC. Essa hipótese pode ser confirmada ao se observar o comportamento do indicador receitas sobre custos em situação com e sem a influência dessa parcela de custo adicional.

Figura 4.5 - Comportamento do indicador receitas sobre custos em situação com e sem os custos adicionais de DC



Em relação ao LCOE, para avaliar a viabilidade financeira do projeto é necessário comparar os resultados obtidos para o indicador com o valor da tarifa de EE. Como as UCs do estudo de caso são pertencentes ao grupo A, e, portanto, possuem tarifa binômica para o consumo de EE, foi calculada uma Tarifa Média Efetiva de Consumo (TMEC)¹ para cada Cenário, a fim de possibilitar a comparação com o LCOE. Para essa análise, calculou-se uma TMEC para cada possível bandeira tarifária (Bandeira Verde, Bandeira Amarela, Bandeira Vermelha Patamar 1, Bandeira Vermelha Patamar 2 e Bandeira Escassez Hídrica), com o propósito de ilustrar o potencial máximo de atratividade do investimento. Os resultados estão ilustrados na Figura 4.6.

Figura 4.6 - LCOE vs. TMEC para cada cenário



A Figura 4.6 mostra que, apesar do valor do LCOE crescer conforme o consumo médio a compensar aumenta, ele permanece inferior à TMEC durante todas as simulações de ambos os cenários. Esse comportamento reforça as conclusões encontradas através da análise dos demais indicadores, que apontam

¹ A Tarifa Média Efetiva de Consumo (TMEC) foi obtida através da ponderação do consumo por posto tarifário das UCs que compõem o cenário analisado pela tarifa de EE correspondente (desconsiderando impostos).

a existência de viabilidade financeira para todas as simulações conduzidas. Além disso, a Figura 4.6 evidencia a atratividade do investimento em situações em que diferentes bandeiras tarifárias estão vigentes.

Uma vez que todas as alternativas mostraram algum nível de retorno financeiro, a etapa seguinte consistiu em identificar qual das simulações configura a melhor alternativa de investimento. Para tal, foram usados os indicadores escolhidos como critérios de decisão para o projeto, detalhados na seção 3.4.5. É possível identificar no Quadro 4.10 e Quadro 4.11 duas simulações que se sobressaem devido ao seu potencial de retorno financeiro, sendo que uma delas apresenta a maior TIR e a outra apresenta o maior VPL entre toda a série. O Quadro 4.12 recupera alguns resultados obtidos nas duas simulações referidas e que são importantes para a decisão de investimento.

Quadro 4.12 - Simulações com melhor potencial de retorno financeiro segundo critério TIR e VPL

Cenário	Consumo médio a compensar (%)	P_{SFVCRs} (kWp)	TIR (%)	VPL (milhões R\$)
1	30	70,32	25,0	0,691
2	20	311,50	15,7	1,401

Fonte: Autor

É importante destacar que essas duas opções de projeto são mutuamente excludentes, visto que não é possível escolher investir em ambas. A segunda alternativa também apresenta uma potência para os SFVCRs superior à outra, o que implica um investimento inicial maior e fluxos de caixa diferentes. Nesse caso, conforme discutido na seção 3.4.2, deve-se construir um fluxo de caixa incremental e analisar a TIR dos fluxos adicionais entre o maior e menor projeto. Como a TIR obtida para o fluxo de caixa incremental é igual a 12,4%, e, conseqüentemente, é maior que a TMA real de 4,4%, conclui-se que a segunda alternativa (com maior investimento inicial) configura de fato a melhor opção financeira, gerando um VPL adicional de R\$ 0,710 milhões.

4.4 Análise comparativa das alternativas para redução de custos de EE

Uma vez que as UCs do estudo de caso são todas pertencentes à mesma empresa, a análise da atratividade financeira de cada alternativa considerou o resultado global em detrimento do resultado para cada UC. Para a análise tarifária, foram considerados apenas os resultados obtidos para o ajuste da DC, visto que a mudança de enquadramento tarifário não se mostrou relevante. Já os resultados considerados para a alternativa de instalação do SFVCR são referentes à simulação considerada a melhor opção de investimento.

Como o ajuste da DC não envolve um investimento inicial, os indicadores financeiros empregados para avaliar o investimento no SFVCR não são aplicáveis. A fim de facilitar a comparação entre as duas alternativas, foram calculados dois novos parâmetros: o Valor Presente (VP) das economias obtidas pelo ajuste da DC para um período de 25 anos (mesmo horizonte de tempo da análise do SFVCR) e o percentual de economia proporcionada pelo SFVCR em relação aos custos atuais de EE. Os resultados são mostrados no Quadro 4.13.

Quadro 4.13 - Resultados dos parâmetros utilizados para a análise comparativa das alternativas

Alternativa	VP/VPL (milhões R\$)	Economia anual nos custos totais de EE (%)
Ajuste da DC	0,102	0,8
Instalação do SFVCR	1,401	23,1

Fonte: Autor

Os resultados apresentados no Quadro 4.13 mostram que a instalação do SFVCR é a alternativa que traz maior retorno financeiro para a empresa, com uma economia anual nos custos totais de EE de quase $\frac{1}{4}$ e um VPL mais de 13 vezes superior à outra opção analisada.

Há de se ressaltar, contudo, que o ajuste da DC e a instalação do SFVCR não são mutuamente exclusivos, isto é, existe a possibilidade de ambas as iniciativas serem realizadas de forma conjunta. Como o ajuste consiste em aumentar a DC da UC1, essa decisão, inclusive, impactaria positivamente no fluxo de caixa do SFVCR, visto que reduziria a parcela de custo adicional de DC e, conseqüentemente, os custos totais do projeto. O Quadro 4.14 mostra os indicadores financeiros para o investimento no SFVCR considerando o ajuste na DC.

Quadro 4.14 - Indicadores financeiros para o investimento no SFVCR considerando ajuste na DC

TIR (%)	VPL (milhões R\$)	<i>Payback</i> descontado (anos)	LCOE (R\$/kWh)
16,8	1,560	6,3	0,38

Fonte: Autor

Através da análise dos resultados do Quadro 4.14, pode-se concluir que a implementação de ambas as alternativas têm um impacto positivo em todos os indicadores financeiros do investimento no SFVCR, com destaque para o VPL, que apresenta um acréscimo de R\$ 160 mil (11,35%) em relação à situação anterior. Finalmente, quando combinadas, o VPL total das duas iniciativas resulta em R\$ 1,662 milhões, com uma economia anual nos custos totais de EE de 24%.

5 CONCLUSÕES

O aumento acima da inflação verificado na tarifa média de EE do consumidor comercial tem incentivado empresas a buscar iniciativas para reduzir essa categoria de despesas. Nesse contexto, o presente trabalho teve como foco a análise de oportunidades para reduzir os custos de EE em uma rede de comércio varejista. O estudo considerou três UCs alimentadas por média tensão, situadas dentro da mesma área de concessão. A partir do perfil de consumo de EE e curvas de carga típicas, assim como tarifas aplicadas pela concessionária local e dados solares da região, avaliou-se a viabilidade técnica e econômica das duas alternativas: a análise tarifária e a implementação de um SFVCR.

Sendo assim, foi conduzida a análise tarifária para cada UC, onde foi verificada a necessidade de ajuste da DC em apenas um dos estabelecimentos. Em relação ao enquadramento tarifário, constatou-se que o contrato atual de todas as UCs já se encontra adequado. Para avaliar a instalação do SFVCR, foram considerados dois cenários, sendo que o primeiro contempla apenas as duas UCs elegíveis para geração junto à carga e o segundo considera a terceira sob o regime de compensação de autoconsumo remoto. Para cada cenário, foram realizadas simulações variando-se o consumo médio a compensar com a finalidade de identificar o dimensionamento do sistema que apresenta melhores indicadores financeiros. A simulação identificada como a melhor opção considera 100% de consumo médio a compensar nas UCs que possuem o SFVCR instalado e 20% na UC sob a modalidade de autoconsumo remoto. Finalmente, ao comparar os resultados financeiros das alternativas, foi constatado que o investimento no SFVCR traz resultados superiores, apresentando um VPL 13 vezes maior ao VP da análise tarifária. Contudo, o melhor retorno financeiro foi verificado ao combinar as duas alternativas de redução de EE, o que resultou em um VPL de R\$ 1,6 milhões e uma economia nos custos totais de EE de 24%.

As análises efetuadas para avaliar o dimensionamento ótimo do SFVCR mostraram uma forte correlação entre o aumento da potência instalada e a diminuição do retorno financeiro. Esse resultado pode ser explicado por dois fatores: o FS e o custo da DC adicional. Com um menor impacto, a queda no FS influencia na geração de receitas do projeto, pois a energia injetada é valorada de forma inferior à energia autoconsumida. No entanto, o principal responsável por esse comportamento é o custo referente à DC adicional, que compromete a rentabilidade de sistemas maiores para clientes de média e alta tensão. Apesar disso, o SFVCR não apenas se mostrou viável técnica e economicamente em todas as simulações realizadas nesse trabalho, como foi identificado um potencial ainda maior de atratividade em cenários com incidência de bandeiras tarifárias que tornam a EE comprada da distribuidora ainda mais cara.

Esse trabalho realizou algumas simplificações, como a utilização de curvas típicas para representar o perfil de demanda das instalações. Para maior assertividade na avaliação de UCs específicas, recomenda-se a utilização de medições. Ainda, a forma de investimento considerada para o SFVCR, que consistiu em um aporte único, pode constituir um obstáculo para as empresas que não desejam tamanha descapitalização. Logo, sugere-se a análise de outras formas de investimento e outros modelos de negócio, como financiamento, locação ou *leasing*. Por fim, esse trabalho foi realizado considerando as condições regulatórias anteriores ao Marco Legal da Geração Distribuída. As alterações previstas no modelo de compensação de créditos, onde a energia injetada terá seu valor reduzido, podem impactar no retorno financeiro obtido para o investimento em um SFVCR, principalmente em situações que apresentam baixo FS. É de extrema relevância, portanto, a quantificação desse impacto e avaliação das implicações para o dimensionamento do sistema e definição da modalidade de compensação de créditos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: março 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 479 de 3 de abril de 2012**. 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: agosto de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: março 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010**. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: março 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2020. **Luz na Tarifa: Tarifa Branca**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: fevereiro 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2021a. **Tarifas médias por classe de consumo e região**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: fevereiro 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2021b. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: agosto de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais**. Revisão 2.5. 2021c.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). 2018. **Tarifas de Energia**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>>. Acesso em agosto de 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 11704: Sistemas fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.
- BACEN, Banco Central do Brasil. **Focus – Relatório de Mercado**. 08 de outubro de 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/08102021>>. Acesso em: 10 out. 2021.
- BAJAY, S. et al. **Geração distribuída e eficiência energética**. 1. ed. Campinas: [s.n.]. v. 1
- BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. **Princípios de Finanças Corporativas**. 10. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA (CRESESB), **3.0**. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: setembro de 2021.

DANTAS, O. D. L.; APOLÔNIO, R.; JUNIOR, A. A. **Potencial da geração distribuída e seu impacto na redução de emissões de CO₂ : Estudo de uma micro usina fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica.** Engevista - UFF, p. 329–340, 2019.

DINIZ, J. **Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco.** 2017. Dissertação – (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional (BEN) 2020: Ano base 2019.** Rio de Janeiro: EPE, 2020a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020: Ano base 2021.** EPE, 2020b.

GLOBAL SOLAR ATLAS. [online]. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info>>. Acesso em setembro de 2021.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2019.** Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-demercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester-de2019/>>. Acesso em março de 2021.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2021.** Disponível em: < <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1-semester-de-2021/>>. Acesso em setembro de 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. 2020. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA: Séries Históricas.** Disponível em: < <https://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: fevereiro 2021.

MANHÃES, L. R., MARTINS, B. A. S. **Aplicação de Curvas de Carga Típicas de Consumidores Integradas a Sistema GIS, na CPFL.** In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 17, 2006, Belo Horizonte. Anais [...]. Belo Horizonte, 2006. 12 p.

MINHA CASA SOLAR. **Inversor Solar: Tudo o que você precisa saber está aqui.** 2019. Disponível em: < <http://blog.minhacasasolar.com.br/inversor-solar-tudo-o-que-voce-precisa-saber-esta-aqui/>>. Acesso em: março de 2021.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA – ME. **Cartilha Energia: Como Analisar Gastos com Energia Elétrica**. ME, 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – MME, EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2021.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2014.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. PROCEL, 2011.

RAUSCHMAYER, H; GALDINO, M. A. **Os Impactos Da Regulamentação Aneel/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede**. In: V Congresso Brasileiro De Energia Solar. Recife, 2014.

RUBIN, B., 2018. **Modelos de Negócios em Geração Distribuída. Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída**. ANEEL. Brasília – DF. 21 de junho de 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-eminigeracao-distribuida>> Acesso em: abril de 2021.

SOUZA, R. C. de. **Modelos de Negócio para Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Características e Impactos com a Alteração da Compensação de Energia**. 2020. Dissertação – (Mestrado em Planejamento Energético). Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

TONIN, F. S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. Dissertação – (Mestrado em Engenharia). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. Editora Érica, São Paulo, 1ª edição, 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos, São Paulo, 1ª edição, 2012.

ANEXO A – Datasheet do módulo fotovoltaico utilizado



Jäger Plus
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

G2.3

RSM156-6-430M-455M

156 CELL Mono PERC Module	430-455Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.0% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global Tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, competes value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, ensue Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



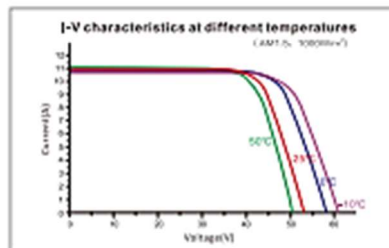
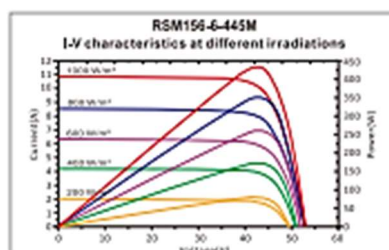
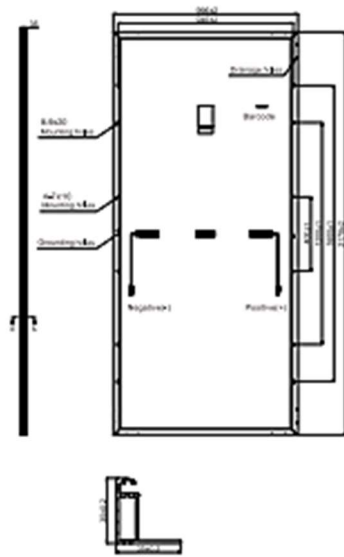
The graph shows the linear performance warranty over 25 years. It compares the 'Risen Standard' (84.2% at 25 years) against the 'Industry Standard' (84.2% at 25 years). A red box highlights '0.01% Annual Degradation over 25 years'. The y-axis is 'Guaranteed Power' from 90% to 100%. The x-axis is 'Years' from 1 to 25.

* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

risen
solar technology

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module



Our Partners:

RSM156-6-445M-410-1-2021

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Rated Power in Watts-Prime(Wp)	430	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage-Voc(V)	52.38	52.50	52.62	52.72	52.82	52.92
Short Circuit Current-Isc(A)	10.47	10.57	10.67	10.77	10.87	10.97
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	43.60	43.70	43.80	43.90	44.00	44.10
Maximum Power Current-Imp(A)	9.87	9.97	10.06	10.15	10.24	10.32
Module Efficiency (%) *	19.8	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%). Round-off to the nearest number.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Maximum Power-Pmax (Wp)	321.8	325.5	329.3	332.9	336.6	340.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.20	48.30	48.41	48.50	48.59	48.69
Short Circuit Current-Isc (A)	8.59	8.67	8.75	8.83	8.91	9.00
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	39.90	40.09	40.18	40.26	40.33	40.41
Maximum Power Current-Imp (A)	8.06	8.12	8.20	8.27	8.35	8.42

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	156 cells (6×13+6×13)
Module dimensions	2178×996×35mm
Weight	25kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4Jmm² (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.37%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)	20ft
Number of modules per container	620	310
Number of modules per pallet	31	31
Number of pallets per container	20	10
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2205×1135×1130	2205×1135×1130
Box gross weight[kg]	830	830

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2021 Risen Energy All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice. No opening, modification or warranty for the suitability of operation under any being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract documents.

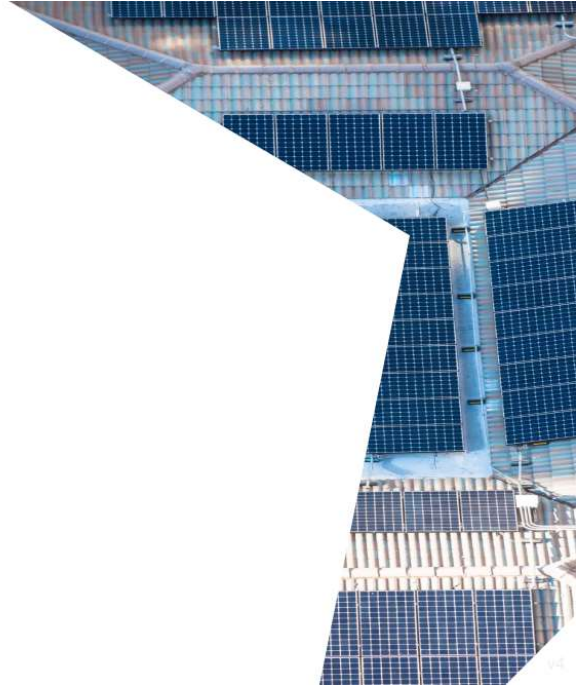
ANEXO B – Preços do sistema fotovoltaico para o cliente final

1º Semestre - 2021 Brasil

Estudo Estratégico Geração Distribuída

Mercado Fotovoltaico

Greener



Preços para o cliente final

Os preços para o cliente final, em média, ficaram **estáveis em um patamar elevado alinhados com o semestre anterior**. Sistemas comerciais de maior porte (+ 300 kWp) apresentaram elevação dos preços, com variações mais significativas para potências mais altas.

