

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Júlio César Grings

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM OPERAÇÃO INTERLIGADA À REDE**

Santa Maria, RS
2024

Júlio César Grings

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM OPERAÇÃO INTERLIGADA À REDE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2024

Júlio César Grings

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM OPERAÇÃO INTERLIGADA À REDE**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica, da Universidade Federal de Santa
Maria (UFSM, RS), como requisito parcial
para obtenção do grau de **Engenheiro
Eletricista**.

Aprovado em 26 de abril de 2024.

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)**

Marina Camponogara, Me. Eng^a. (UFSM)

Klaus Tesser Martin, Me. Eng. (UFSM)

Santa Maria, RS
2024

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Rubi e Nila, por todo apoio e ajuda, por todo o incentivo e por sempre acreditarem no meu potencial.

Ao meu amor, Tamara, que sempre esteve do meu lado, pelo apoio e paciência nessa jornada.

Ao professor e orientador, Daniel, que sempre esteve disponível para dúvidas e teve grande contribuição na minha formação.

RESUMO

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM OPERAÇÃO INTERLIGADA À REDE

AUTOR: Júlio César Grings
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Nos últimos anos, houve uma mudança na forma como se produz e consome energia, com um aumento significativo na geração distribuída, especialmente solar e eólica. No entanto, essas fontes são intermitentes e não garantem disponibilidade constante. Diante disso, surge a necessidade de se considerar a utilização de sistemas de armazenamento de energia para aumentar a disponibilidade e flexibilidade do sistema elétrico. Isso pode ajudar a equilibrar a oferta e demanda de energia, reduzir restrições de despacho e melhorar a confiabilidade do sistema. O armazenamento de energia também pode postergar investimentos em expansão de redes. O presente trabalho tem como objetivo apresentar avaliação da viabilidade financeira da integração de um sistema de armazenamento em conjunto com um sistema de geração fotovoltaica na rede de distribuição. Com esse propósito, realizou-se uma revisão abrangente do cenário energético brasileiro, incluindo suas diversas fontes de geração de energia, os aspectos construtivos de sistemas de geração fotovoltaica e as tecnologias de armazenamento de energia disponíveis. Além disso, foram examinadas as modalidades tarifárias e a classificação dos consumidores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Finalmente, empregando o *software HOMER*, realizou-se uma análise detalhada da viabilidade econômica, utilizando os dados do perfil de carga de um consumidor localizado na cidade de Santa Cruz do Sul, no estado do Rio Grande do Sul, onde encontrou-se o tipo de combinação mais viável financeiramente para a utilização de um sistema de armazenamento de energia e um sistema fotovoltaico híbrido conectados à rede.

Palavras-chave: Energia elétrica. Geração distribuída. Armazenamento de energia. Geração fotovoltaica. Sistema elétrico.

ABSTRACT

ENERGY STORAGE SYSTEMS FOR DISTRIBUTED GENERATION WITH GRID INTERCONNECTED OPERATION

AUTHOR: Júlio César Grings
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

In recent years, there has been a change in the way we produce and consume energy, with a significant increase in distributed generation, especially solar and wind. However, these sources are intermittent and do not guarantee constant availability. Given this, there is a need to consider the use of energy storage systems to increase the availability and flexibility of the electrical system. Using energy storage systems may help to balance energy supply and demand, reduce dispatch constraints, and improve the system reliability. Energy storage can also postpone investments in grid expansion. The present work aims to present an evaluation of the financial forecasts of the integration of a storage system together with a photovoltaic system in the distribution grid. For this purpose, we carried out a comprehensive review of the Brazilian energy scenario, including its various sources of energy generation, the constructive aspects of photovoltaic generation systems and the available energy storage technologies. Furthermore, rate modalities and the classification of consumers connected to the National Interconnected System (SIN) were examined. Finally, using the *HOMER* software, a detailed analysis of the economic perspectives was made, using load profile data from a consumer located in the city of Santa Cruz do Sul, in the state of Rio Grande do Sul, where the most financially viable combination was found using a battery energy storage system and a hybrid photovoltaic system connected to the grid.

Keywords: Electrical energy. Distributed generation. Energy storage. Photovoltaic system. Electrical system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte.....	14
Figura 2 - Irradiação direta do Brasil em kWh/m ²	18
Figura 3 - Junção P-N	19
Figura 4 - Módulo fotovoltaico do tipo silício monocristalino, policristalino e amorfo .	20
Figura 5 - Composição do módulo FV	21
Figura 6 - Potência em energia fotovoltaica instalada no país	24
Figura 7 - Organização do inversor híbrido padrão (com duas portas de saída)	26
Figura 8 - Fluxograma de etapas no Homer.....	35
Figura 9 - Perfil de carga cliente.....	37
Figura 10 - Distribuição dos valores das tarifas.....	38
Figura 11 - Dados de entrada do Inversor.....	39
Figura 12 - Dados de entrada do módulo FV	40
Figura 13 - Dados de datasheet do módulo FV	40
Figura 14 - Dados de datasheet do módulo FV	41
Figura 15 - Dados de entrada das baterias utilizadas	41
Figura 16 - Dados de radiação solar na região de Santa Cruz do Sul	42
Figura 17 - Dados de recursos econômicos.....	43
Figura 18 - Dados de controle da simulação	43
Figura 19 - Dados de temperatura para a região de Santa Cruz do Sul	44
Figura 20 - Resultados da simulação, organizados pelo menor VPL	45
Figura 21 - Resultados da simulação com o preço atual das baterias	46
Figura 22 - Resultado da simulação utilizando o multiplicador de 0,77	47
Figura 23 - State of Charge anual do banco de baterias.....	47
Figura 24 - Comportamento do State of Charge das baterias durante uma semana	47
Figura 25 - Importação diária de energia da rede	48
Figura 26 - Fluxo de caixa do sistema.....	48
Figura 27 - Fluxo de caixa do sistema.....	48
Figura 28 - Resultado da simulação para o preço de energia ponta de R\$2,56.....	49
Figura 29 - Fluxo de caixa do sistema.....	50
Figura 30 - Fluxo de caixa do sistema.....	50

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
Ah	Ampère-hora
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> /Sistemas de Armazenamento em Baterias
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EVA	Etileno-Vinil-Acetato
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
R\$	Real
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UC	Unidade Consumidora
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	Watt-pico
W/m ²	Watt por metro quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	11
1.2	OBJETIVOS.....	11
1.2.1	Objetivo geral	11
1.2.2	Objetivos específicos	12
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	12
2	CENÁRIO ENERGÉTICO	14
2.1	GERAÇÃO CENTRALIZADA X DISTRIBUÍDA	15
3	SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	17
3.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	17
3.1.1	Radiação solar	17
3.1.2	Efeito fotovoltaico	18
3.1.3	Módulos	20
3.1.4	Histórico da energia solar	22
3.2	INVERSORES	24
3.3	TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO.....	26
3.3.1	Baterias	27
3.4	TARIFAS.....	29
3.4.1	Modalidades tarifárias	31
3.4.2	Postos tarifários	32
3.4.3	Bandeiras tarifárias	33
4	METODOLOGIA NO HOMER	34
5	MODELAGEM DO SISTEMA	37
5.1	DESCRIÇÃO DO CONSUMIDOR - PERFIL DE CARGA	37
5.2	REDE GRID	38
5.3	INVERSOR	38
5.4	MÓDULOS.....	39
5.5	BATERIAS	41
5.6	SOLAR RESOURCE.....	41
5.7	ECONOMICS.....	42
5.8	SYSTEM CONTROL.....	43

5.9	TEMPERATURA.....	44
6	RESULTADOS	45
6.1	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	45
6.1.1	Caso 1.....	45
6.1.2	Caso 2.....	46
6.1.3	Caso 3.....	49
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
	REFERÊNCIAS.....	52

1 INTRODUÇÃO

Antigamente a produção de energia em grande quantidade acontecia em pontos centralizados (grandes usinas geradoras), onde a quantidade de geração exigida era definida instantaneamente pela carga, e então a energia era transportada de forma unidirecional da usina produtora até os centros de cargas, distribuindo-a para as unidades consumidoras.

Nos últimos anos, houve uma mudança radical nesta forma de operação do sistema, e de produzir, transportar e consumir a energia elétrica. O crescimento da geração distribuída (GD) onde as usinas fotovoltaicas e geradores eólicos permitem a produção da energia de forma descentralizada, tiveram um crescimento considerável nos últimos anos. Isso porque hoje essas já são as fontes mais baratas e dominantes no mercado da GD.

No entanto, elas operam de forma intermitente (ou seja, são variáveis, imprevisíveis, não tem uma geração constante, dependem da disponibilidade de recurso para geração de energia, como vento e sol), não há como garantir a disponibilidade da energia proveniente dessas fontes, assim como o momento de maior produção pode não coincidir com o momento de maior demanda de energia do sistema.

E é neste cenário que surge a tendência de aplicação dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), uma tecnologia que não é nova, mas que é submetida a inovações constantes. Os SAE têm a capacidade de agregar à energia elétrica maior disponibilidade, qualidade, aumentando a confiabilidade e a flexibilidade da operação, além de evitar o desperdício de energia produzida.

A estrutura tradicional da rede do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é caracterizada pela produção e entrega da energia requerida, no instante em que ela é produzida. Sem armazenamento, a produção de energia deve ser exatamente igual ao consumo, a todo instante. Os sistemas de armazenamento intermediam fontes e cargas variáveis, assim, a energia gerada em um dado momento pode ser utilizada em outro, quando não há essa produção.

O armazenamento de energia pode ajudar a reduzir as restrições do despacho das usinas de geração, seja porque o sistema elétrico está saturado e não há mais espaço para levar energia dos produtores para os consumidores, seja porque está faltando consumidor naquele momento para toda a geração disponível. Além disso,

pode melhorar o fornecimento de energia em horários estratégicos, garantindo a confiabilidade de fornecimento de energia em horários de pico de consumo, evitando a contratação de usinas de geração que poderiam ser mais caras para a mesma finalidade, e dessa forma fazendo com que o consumidor não seja afetado pelas variações nos preços das tarifas de energia que ocorrem em função da contratação dessas usinas.

O armazenamento de energia torna a rede elétrica mais flexível para acomodar mais geração renovável. Estes sistemas também podem aumentar a confiabilidade do SEP, tornando-o mais robusto, mais imune a variações súbitas de geração e de consumo. Por fim, os SAE podem colaborar com a redução e postergação de investimentos em expansão de redes de distribuição de energia, por exemplo.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Diante do atual cenário energético brasileiro, onde tem-se o crescimento exponencial de fontes renováveis intermitentes descentralizadas, especialmente a fotovoltaica, origina-se um desbalanço entre geração e consumo de energia, pois boa parte da geração fica concentrada em um período do dia, nem sempre no mesmo horário do consumo. Cria-se, assim, a necessidade de equilibrar consumo e geração, de forma a modular a curva de carga para otimizar o uso do sistema de distribuição.

Neste contexto, entra o armazenamento de energia, onde um banco de baterias ou qualquer outro sistema de armazenamento é capaz de reservar parte da energia “desperdiçada” para usá-la em horário de maior consumo e/ou baixa geração. Isso permite nivelar a curva de carga da unidade consumidora (UC) em escala local e, se considerar vários SAEs, nivelar a curva de carga de parte do SEP.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é analisar diferentes cenários relacionados ao uso de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos, visando determinar a combinação mais vantajosa em termos de custo-benefício ao longo de um período de 25 anos.

1.2.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos tem-se:

- a) modelar e analisar a curva de carga de uma unidade consumidora do Grupo A;
- b) determinar a configuração mais eficiente e econômica para a utilização de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos, para uma unidade consumidora interligada à rede de distribuição de energia;
- c) comparar diferentes preços de tarifas e preços de baterias para encontrar um valor ideal que justifique o investimento.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O trabalho está organizado em sete capítulos distintos. O primeiro capítulo inicia com uma introdução ao tema em estudo, analisando a transição da geração centralizada para a GD. Além disso, explora a relevância dos SAE como solução para lidar com a intermitência das fontes renováveis, apresentando-se como uma alternativa para aumentar a confiabilidade da disponibilidade de energia elétrica, independentemente das variações na tarifa de energia.

O segundo capítulo oferece uma base teórica sobre o panorama energético, examinando a evolução das fontes de energia. São abordadas questões como a dependência das hidrelétricas, os desafios enfrentados em períodos de baixa hidrologia, o aumento das fontes renováveis e a relevância dos sistemas de armazenamento de energia para garantir a estabilidade do sistema. Além disso, são discutidas as diferenças entre geração centralizada e distribuída, destacando suas vantagens e desvantagens.

O terceiro capítulo aborda a geração fotovoltaica de energia, discutindo conceitos relacionados aos módulos fotovoltaicos, o papel dos inversores nos sistemas fotovoltaicos e os diferentes tipos de inversores. Além disso, são exploradas as tecnologias de armazenamento de energia, enfatizando a importância delas para contornar as limitações do sistema elétrico brasileiro, com destaque para o avanço tecnológico das baterias. Por fim, o capítulo trata do sistema de tarifas elétricas, que remunera os serviços de geração e distribuição de energia elétrica para consumidores

residenciais, comerciais e industriais, incluindo postos tarifários e o sistema de bandeiras tarifárias.

No quarto capítulo, são detalhadas a metodologia de estudo, o software empregado e os diversos casos analisados para um consumidor industrial. Esses casos levam em consideração uma série de cenários e variáveis, tais como os custos das tarifas de energia, a curva de carga, o dimensionamento do sistema fotovoltaico e a quantidade de baterias necessárias para atender a carga.

No quinto capítulo, são apresentados detalhes sobre a modelagem e a descrição do consumidor, além das outras variáveis consideradas para a elaboração e o desenvolvimento do estudo.

O sexto capítulo aborda os resultados das simulações para os 3 cenários estudados, expondo os resultados encontrados em cada uma das simulações realizadas no estudo.

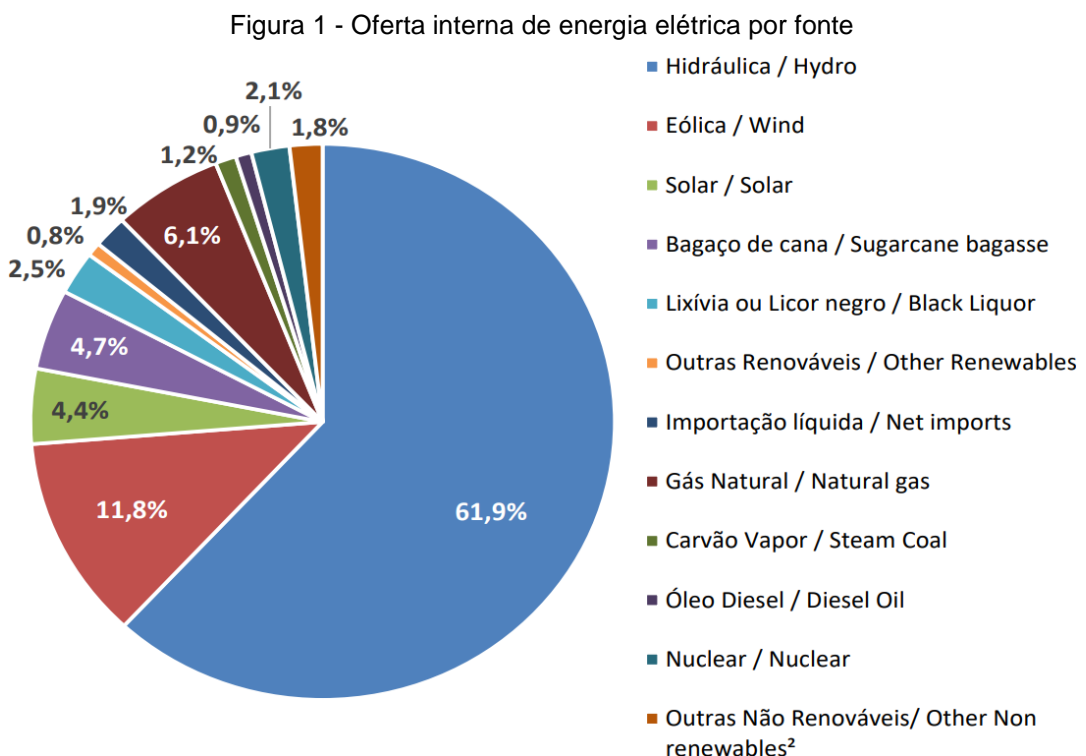
No sétimo e último capítulo, apresenta-se a análise técnica dos resultados obtidos nas simulações e considerações finais proporcionadas pelo desenvolvimento do trabalho.

2 CENÁRIO ENERGÉTICO

A energia desempenha um papel fundamental na vida das pessoas e está presente nas mais variadas formas, seja nos fenômenos da natureza, para locomoção, dirigir um carro, cozinhar alimentos ou fazer uso da eletricidade. Há vários tipos de energia, como térmica, química, mecânica e elétrica, por exemplo. O ser humano começou a fazer uso da energia desde os primórdios como na utilização do movimento das águas para o funcionamento de equipamentos.

Para gerar qualquer tipo de energia é necessário que haja alguma fonte para transformá-la na forma desejada. O conjunto de fontes é denominado matriz energética e representa quanto cada fonte de energia contribui para o total (JUNIOR, 2022).

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica. Segundo o mais recente Balanço Energético Nacional (BEN), divulgado pelo Ministério de Minas e Energia em 2023, as fontes renováveis representam mais de 80% da oferta interna de eletricidade no Brasil, sendo que cerca de 60% deste total é proveniente das hidrelétricas (BRASIL, 2023), o que mostra a grande dependência do nível dos reservatórios de água, conforme demonstrado na Figura 1.



Fonte: Brasil (2023, p. 12).

No entanto, mesmo em períodos de baixa hidrologia, há uma forte dependência das hidrelétricas e do armazenamento hídrico, a capacidade de produção de potência das usinas hidrelétricas depende do nível de armazenamento dos reservatórios (BRASIL, 2023).

Mesmo com o elevado crescimento de outras fontes, a dependência da geração hidrelétrica traz algumas restrições operacionais e econômicas para o país. Quando há um regime hidrológico ruim, as hidrelétricas são obrigadas a utilizar boa parte de seu armazenamento de energia (sob a forma de água nos reservatórios) para suprir a demanda da carga. Isto reduz o nível de água no reservatório e estas usinas começam a perder potência. Neste ponto, o sistema pode perder a capacidade de atender ao pico de potência exigido pela carga, levando a oscilações de frequência e, até mesmo, a cortes de carga (BUENO; BRANDÃO, 2017).

O crescimento das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, ajudam a controlar a dependência das hidrelétricas, no entanto por serem fontes de geração intermitente, podem não fornecer a energia necessária nos períodos de maior demanda de consumo, algo que é desfavorável para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em 2022, o Brasil foi o quarto maior mercado solar do mundo, sendo o ano de melhor resultado de toda a série histórica do país. A modalidade de GD tem grande força com instalações nos telhados com destaque da classe residencial (BRADA, 2023).

A estrutura tradicional do SEP foi projetada para produzir e entregar (apenas) a energia requerida, no instante em que ela é produzida. Sem armazenamento, a produção de energia deve ser exatamente igual ao consumo, a todo instante. Os sistemas de armazenamento funcionam para intermediar fontes e cargas variáveis, assim, a energia gerada em um dado momento pode ser utilizada em outro (BUENO; BRANDÃO, 2017).

2.1 GERAÇÃO CENTRALIZADA X DISTRIBUÍDA

O sistema elétrico atual é um conjunto complexo de usinas, subestações, linhas de transmissão e outros equipamentos que desempenham papéis fundamentais na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em uma área específica. Esses componentes trabalham em conjunto para garantir o fornecimento contínuo e confiável

de eletricidade para consumidores residenciais, comerciais e industriais (SOUZA, 2023).

A geração centralizada é uma das formas mais tradicionais de geração, conta com poucas unidades geradoras, de grande porte, que produzem energia e geralmente se encontram distantes das cargas. Essa energia é transportada pelas linhas de transmissão, até as redes de distribuição e então levadas até as unidades consumidoras.

A grande vantagem desse tipo de geração é a otimização de custos na geração e simplicidade de gestão administrativa, visto que tudo é concentrado somente em um lugar (INSOL, 2021).

Porém, ela também apresenta algumas desvantagens, como custos e perdas de energia na transmissão, impacto ambiental e social das grandes usinas, e risco maior de indisponibilidade em caso de falha de uma unidade geradora (KL ENGENHARIA, 2023).

A GD se caracteriza por ter várias unidades geradoras de menor porte, a geração de energia ocorre em sistemas que ficam próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora (casas, empresas e indústrias), e são interligados à rede elétrica da concessionária. Essa modalidade de geração passou a vigorar em 2012, com a Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2012).

A GD oferece diversas vantagens, como a redução de perdas na transmissão de energia, maior eficiência energética, menor impacto ambiental, diversificação da matriz energética e aumento da resiliência do sistema elétrico (SOUZA, 2023).

3 SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

3.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1.1 Radiação solar

A energia proveniente do sol é a mais abundante em nosso planeta e seu aproveitamento é uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim, o fluxo de radiação solar que atravessa uma superfície, sem considerar a direção, é denominado irradiação solar. A irradiância, taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, é medida em Watt por metro quadrado (W/m^2), e é afetada por vários fatores, tais como localização geográfica, condições atmosféricas, estação do ano, hora do dia, cobertura de nuvens, quantidade de chuva e outros (RAÚJO, 2023).

No Brasil há um bom índice de radiação solar, pois sua localização é favorecida por encontrar-se próximo a linha do Equador. Como pode-se observar na Figura 2, as regiões que apresentam as maiores intensidades de radiação solar no Brasil são o Nordeste e o Centro-Oeste, já as regiões Sul e Sudeste possuem médias anuais de radiação solar menores, ainda assim, o Brasil destaca-se entre os países que mais recebem luz solar.

A energia solar fotovoltaica é dependente da radiação solar, pois ela é a energia elétrica produzida a partir da luz solar. Os sistemas fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas, as quais são feitas de materiais semicondutores que absorvem a radiação solar e geram corrente elétrica (GAULIK, 2023).

Figura 2 - Irradiação direta do Brasil em kWh/m²

Fonte: Solargis (2020).

3.1.2 Efeito fotovoltaico

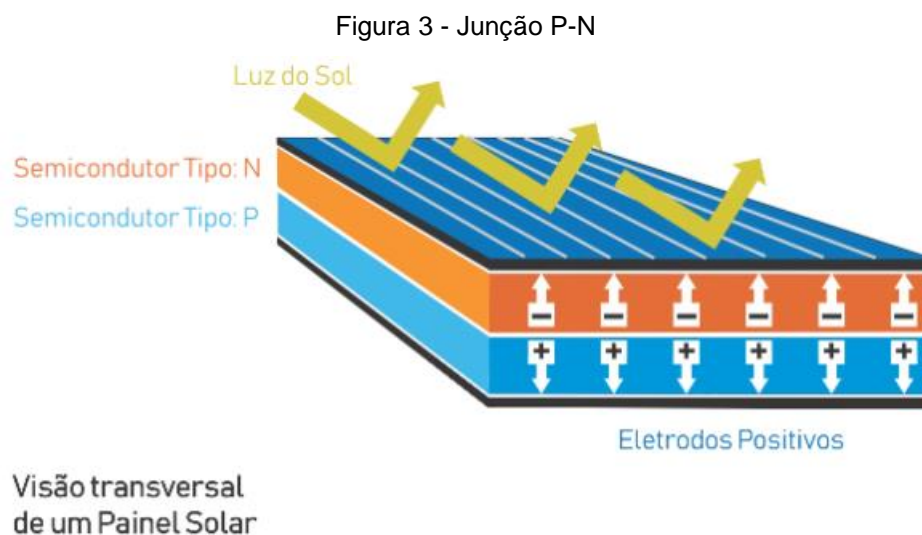
O efeito fotovoltaico, descoberto no ano de 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel durante a observação de seus experimentos com eletrodos, consiste na geração de corrente elétrica pela exposição à luz. Esse efeito é caracterizado pela conversão da radiação solar em eletricidade, por intermédio de semicondutores (FADIGAS, 2021).

A energia da luz solar é absorvida pelos elétrons dos átomos do material semicondutor, fazendo com que eles sejam liberados da sua posição original e se movam livremente pelo material. Quando os elétrons se movem, geram uma corrente elétrica que pode ser capturada e utilizada como energia elétrica. Em resumo, o efeito físico reside na possibilidade de movimento de elétrons da superfície devido a absorção de energia da luz incidente (GAULIK, 2023).

As células solares fotovoltaicas são dispositivos que utilizam o efeito fotovoltaico para gerar eletricidade a partir da luz solar. As células solares são feitas de materiais semicondutores, como o silício, que possuem a propriedade de absorver a energia da luz solar e gerar corrente elétrica. Uma célula fotovoltaica é responsável por absorver a energia luminosa do sol e convertê-la em energia elétrica. Quando essa luz atinge a célula, uma corrente é gerada e imediatamente vedada por fios que estão ligados com a célula e assim é enviada para os demais componentes necessários. Quanto maior o número de células fotovoltaicas, sejam ligadas em série ou paralelo, maior será a corrente ou tensão produzida. Isso acontece através do efeito fotovoltaico onde é explorado pela composição da estrutura celular (GAULIK, 2023).

Uma célula consiste em um material semicondutor com duas camadas interagindo em uma junção P-N. Junção P-N é o limite entre as camadas semicondutoras do tipo P (com deficiência de elétrons) e a camada do tipo N (excesso de elétrons), criando um campo elétrico na fronteira (MORAES JÚNIOR; BAGNARA, 2016).

Na Figura 3 é observado como acontece as junções P-N com os materiais semicondutores, proporcionando elétrons de uma camada a outra, ao ser atingida pela radiação solar.



Fonte: Viking (2018).

A maioria das células solares é feita de silício (Si), podendo ser formadas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo (PINHO; GALDINO, 2014).

3.1.3 Módulos

Um módulo fotovoltaico é formado por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente. Essas células fotovoltaicas são feitas de material semicondutor, geralmente silício, dopado com fósforo e boro e têm a capacidade de gerar energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

Dentre as células fotovoltaicas mais conhecidas temos as Monocristalinas, as Policristalinas e as de Silício Amorfo.

Os cristais monocristalinos são células obtidas através do corte da barra de silício monocristalino, a partir de um único cristal, tornando-se ótima para potencializar o efeito fotovoltaico. Essas células apresentam um valor mais elevado, comparando com as células de policristalinos, por serem apenas de um único cristal. A eficiência desses painéis varia próximo de 20%, sendo que ocupam menos espaço porque são mais eficientes em produzir a mesma quantidade de eletricidade e também tendem a ter um desempenho melhor em condições de pouca luz (CRESESB, 2006).

Já as células policristalinas são formadas pela união de vários monocristais de silício proporcionando aos módulos fotovoltaicos uma eficiência entre 14 a 20% (DACHERY, 2020).

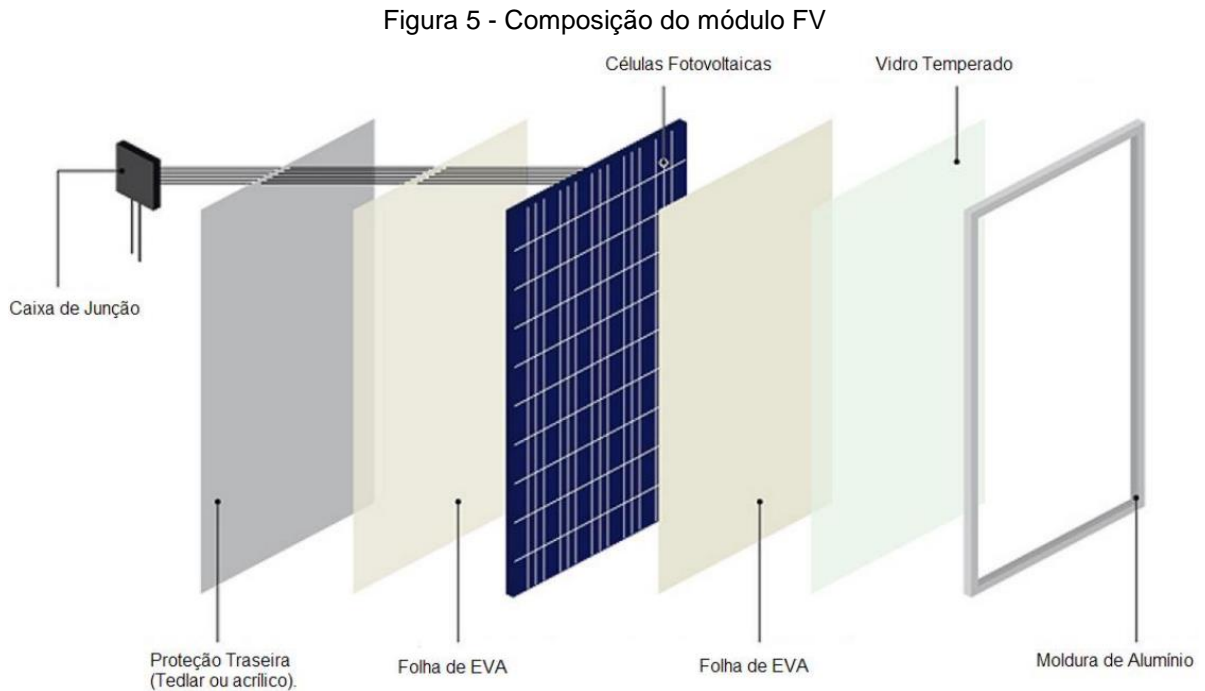
Por fim, as células de silício amorfo são comuns em vários eletroeletrônicos de baixo consumo energético. Essas células são obtidas depositando camadas muito finas de silício em superfícies de vidro ou metal, por isso sua eficiência é muito menor comparada aos modelos citados acima. A Figura 4 ilustra os três tipos de célula de silício mais utilizados. Em ordem, monocristalino, policristalino e amorfo (GAULIK, 2023).

Figura 4 - Módulo fotovoltaico do tipo silício monocristalino, policristalino e amorfo



Fonte: Metasol (2022).

Um módulo fotovoltaico é composto por 5 principais partes, são elas: Células fotovoltaicas (FV) e conectores, cobertura frontal, encapsulamento, cobertura superior e *backsheet*, caixa de junção/conectores, conforme exposto na Figura 5.



Fonte: Costa (2019, p. 31).

As Células Fotovoltaicas são conectadas por dois condutores de cobre ou prata, a sua cobertura deve possuir cerca de 3 mm, alta transparência, estabilidade, impermeabilidade, resistência, como por exemplo materiais feitos de acrílicos, polímeros e vidros.

O encapsulamento faz a adesão e isolamento entre as células FV e a superfície frontal e posterior, ou seja, as células ficam no meio das duas camadas. Um dos materiais mais utilizados neste processo é o Etileno-Vinil-Acetato (EVA). Sua cobertura posterior ou *backsheet* deve ser impermeável e com baixa resistência térmica, o material geralmente utilizado para a cobertura dos módulos fotovoltaicos é o Tedlar, um tipo de polímero branco, na camada posterior do módulo. A Caixa de Junção que fica na parte de trás do módulo fotovoltaico, e é onde as células fotovoltaicas interconectadas em série estão conectadas eletricamente, e essas caixas possuem cabos e conectores especiais (do tipo MC4) para interconectar os módulos fotovoltaicos quando instalados (DACHERY, 2020).

Os módulos fotovoltaicos não possuem partes móveis e como resultado, requerem manutenção mínima e têm uma vida útil longa. Geram eletricidade sem

produzir emissões de gases de efeito estufa ou quaisquer outros gases e sua operação é completamente silenciosa. Sistemas fotovoltaicos podem ser construídos em praticamente qualquer tamanho, e os sistemas são modulares, ou seja, mais módulos podem ser facilmente adicionados para aumentar a produção (SAUTHIER *et al.*, 2018).

3.1.4 Histórico da energia solar

A crescente demanda energética atrelada à consciência de preservação do meio ambiente e redução da emissão de gases de efeito estufa, impulsionaram o estudo, desenvolvimento tecnológico e a utilização de fontes alternativas de produção de energia elétrica (GOMES, 2022).

A todo momento o planeta Terra recebe uma imensa quantidade de energia proveniente do Sol. Por isso a utilização de sistemas fotovoltaicos tornou-se tão aplicável em diversas situações, como sistemas *on-grid* (conectados), *off-grid* (isolados) e grandes usinas.

A energia solar fotovoltaica vem se popularizando de forma exponencial, isso se deve principalmente pelo preço do módulo fotovoltaico, que caiu drasticamente nos últimos anos, tornando-se atrativo e acessível para os consumidores que queriam gerar sua própria energia.

O ano de 2012 marcou uma grande mudança no setor de energia solar no Brasil com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012. Instituída pela ANEEL (2012), a norma passou a permitir ao consumidor gerar sua própria energia, conectada à rede de distribuição. Ou seja, viabilizou tanto a produção por microgeração, como a instalação de painéis solares nos telhados dos imóveis, quanto por minigeração, com as usinas de maior porte. A norma também possibilitou a criação de sistemas de créditos energéticos e estabeleceu os critérios necessários para a conexão de sistemas à rede (ÓRIGO ENERGIA, 2020).

Visando aprimorar a RN 482/2012, em 2015 com a Resolução Normativa nº 687/2015, a ANEEL determinou que geradores com potência de até 75 kW seriam considerados como microgeração de energia fotovoltaica, enquanto geradores acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW seriam considerados como minigeração. Além disso, criou modalidades para a GD de energia: autoconsumo remoto, geração

compartilhada e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (PORTAL SOLAR, 2020).

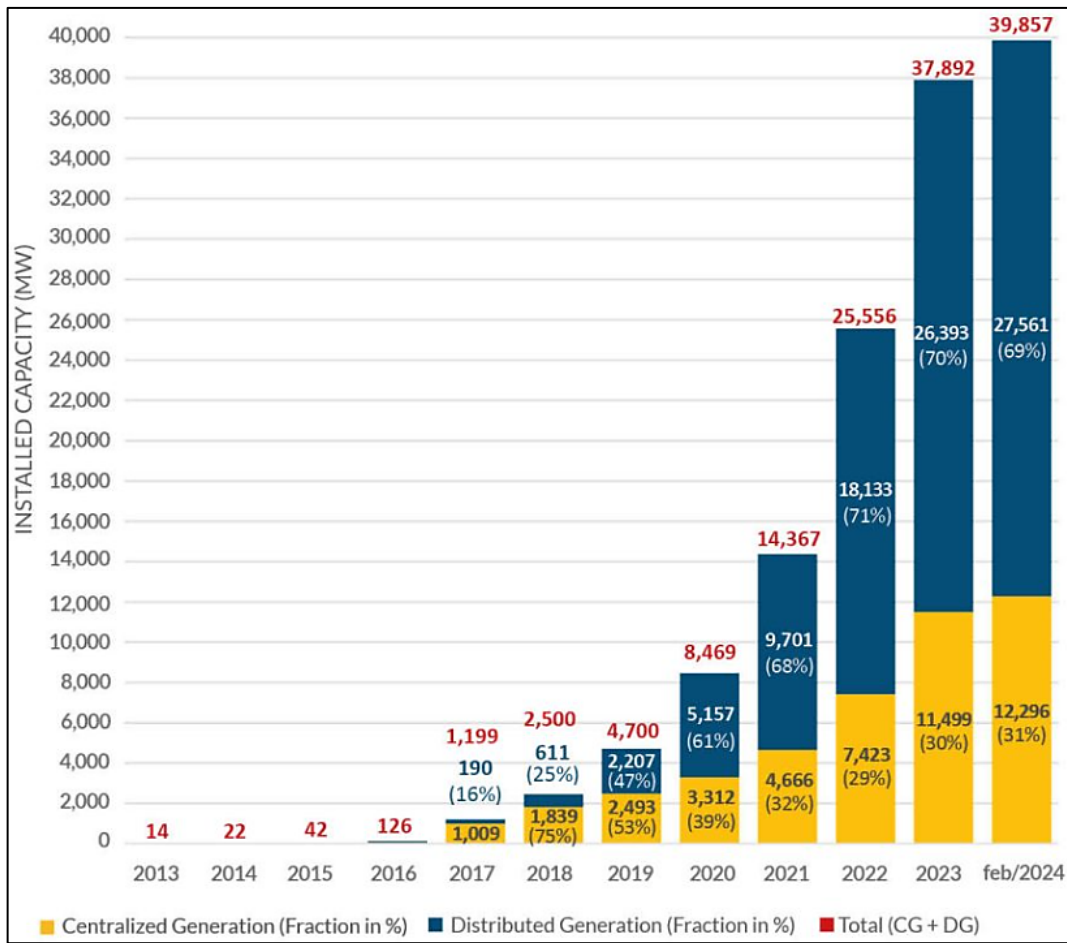
A Lei nº 14.300/2022 estabeleceu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, visando regulamentar o setor de energia solar. As mudanças mais importantes trazidas por ela, que entrou em vigor em 07/01/2023, foram basicamente nos limites de potência instalada das usinas e nos valores de compensação de créditos de energia elétrica. A minigeração distribuída passou a ser dividida em fontes despacháveis e não despacháveis, sendo o limite de potência de 5 MW para as despacháveis e 3 MW para as não despacháveis. Além disso, o sistema de compensação de créditos, que anteriormente considerava o abatimento de todas as componentes tarifárias, passou a não abater a parcela TUSD Fio B na compensação (DIAS, 2023).

Publicada no dia 07 de fevereiro de 2023, a Resolução Normativa nº 1.059 regulamenta a Lei nº 14.300. O documento em vigor, que revoga as Resoluções nº 482 e nº 687, expõe as novas regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração (ANEEL, 2023b).

Em 2012, a potência total de energia fotovoltaica instalada no país todo era de 8 MW. Em 2023, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), esse valor já atingiu a marca de 34.800 MW, sendo 70% desse valor concentrado na GD, conforme demonstrado na Figura 6.

O aumento da potência instalada e conseqüentemente o aumento da participação de energia gerada por fonte fotovoltaica gera um grande desafio para a operação do sistema elétrico, dado que a geração se concentra durante o período do dia, e zera a noite.

Figura 6 - Potência em energia fotovoltaica instalada no país



Fonte: Absolar (2023).

3.2 INVERSORES

O inversor é um componente fundamental nos sistemas fotovoltaicos, responsável por converter a corrente contínua (CC) gerada pelo módulo fotovoltaico em corrente alternada (CA), e estabelece a ligação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica, desempenhando a função de transformar o sinal elétrico contínuo do painel em um sinal elétrico alternado, adequado à frequência e nível de tensão da rede à qual está conectado. Por essa razão, o inversor é essencial para que a energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos possa ser utilizada pelos equipamentos eletroeletrônicos que operam em corrente alternada (SOUZA, 2023).

Os inversores são normalmente classificados em *off-grid* (sem conexão com a rede da concessionária) e *on-grid* (conectados à rede da concessionária). Inversores *off-grid* operam sem a presença da rede elétrica, fornecendo energia às cargas, e normalmente utilizam baterias para alimentar as cargas quando a energia fotovoltaica

é escassa. Por outro lado, inversores *on-grid* injetam a potência gerada pelo sistema fotovoltaico diretamente na rede elétrica (BELLINASSO, 2017).

O inversor *on-grid* é capaz de medir e seguir parâmetros como frequência, tensão e ângulo, para que assim o sistema encontre-se em perfeita sincronização com a rede. Possui seu sistema de segurança, o qual consegue identificar a falta de corrente vindo do sistema de distribuição e desliga automaticamente para que a energia não seja injetada na rede (GAULIK, 2023).

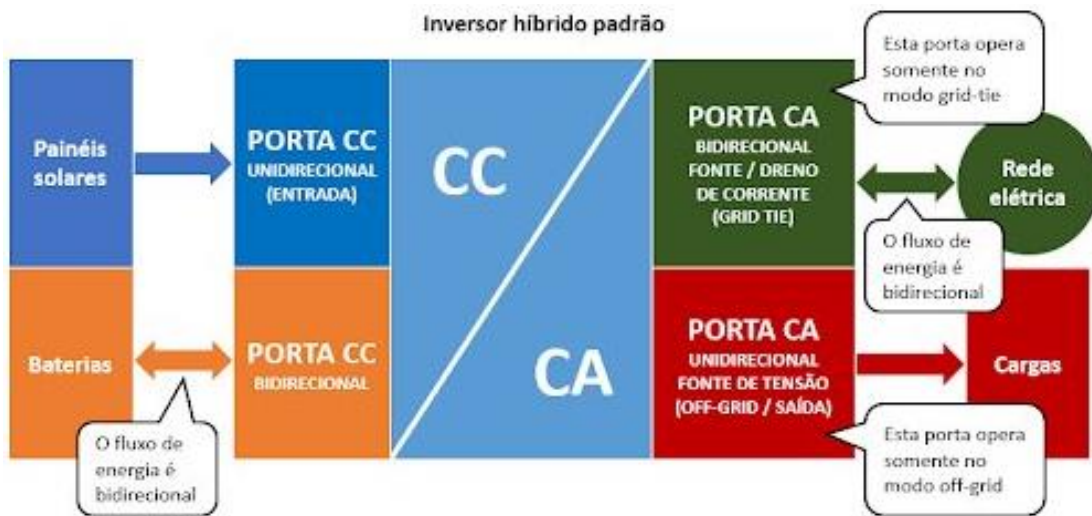
Atualmente, muitos fabricantes já estão disponibilizando modelos de inversores fotovoltaicos *híbridos*, que possuem entradas para a conexão de módulos fotovoltaicos e baterias, além de incorporar funções de gerenciamento de energia e backup, com capacidade para operar nos dois modos, *on-grid* ou *off-grid*.

No modo *on-grid* o inversor opera como uma fonte de corrente, injetando na rede elétrica a energia proveniente dos painéis solares ou das baterias. No modo *off-grid* o inversor comporta-se como uma fonte de tensão, fornecendo alimentação para as cargas conectadas à sua saída (VILLALVA, 2022).

Nesse segundo modo de operação o inversor faz o papel de um *nobreak*, que é capaz de fornecer alimentação com energia proveniente das baterias quando nenhuma outra fonte de energia está disponível. No caso do inversor *off-grid*, diferentemente de um simples *nobreak*, as cargas podem ser alimentadas simultaneamente com energia das baterias e dos painéis solares (VILLALVA, 2022).

Os inversores podem possuir várias portas de entrada e de saída. Cada porta tem uma função específica e opera com um fluxo de energia que pode ser unidirecional ou bidirecional. Os inversores que podemos chamar de híbridos possuem ao menos duas portas de entrada, sendo uma unidirecional (para a conexão dos painéis solares) e uma bidirecional (para a conexão das baterias) (VILLALVA, 2022). Em seguida, na saída encontramos uma porta CA bidirecional (para o modo *on-grid*) e uma porta CA unidirecional (para o modo *off-grid*), conforme ilustra a Figura 7.

Figura 7 - Organização do inversor híbrido padrão (com duas portas de saída)



Fonte: Villalva (2022).

3.3 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Sabe-se que a energia elétrica gerada precisa ser utilizada no momento de sua geração, pois no sistema elétrico brasileiro não é possível armazená-la.

O armazenamento de energia rompe com a característica da simultaneidade entre a geração de energia e o consumo. Quando há muita geração disponível, baixa demanda ou indisponibilidade de rede, essa característica leva ao desperdício, por outro lado, quando há um baixo nível de geração, leva à escassez. O armazenamento permite modular os recursos e gerenciar oferta e demanda, o que torna o sistema elétrico mais equilibrado, seguro e confiável, e reduz os desperdícios de energia, além de diminuir a dependência da disponibilidade de energia por parte das concessionárias para as unidades consumidoras, proporcionando liberdade energética (ANEEL, 2023a).

Um SAE é um sistema com capacidade de armazenar a energia elétrica gerada, por exemplo, por painéis solares, em baterias ou outros dispositivos de armazenamento, para que essa energia possa ser utilizada posteriormente, quando a geração não é suficiente para atender a demanda de consumo. Atualmente, existem várias tecnologias de armazenamento, em vários estágios de maturidade. Essas tecnologias permitem converter a energia elétrica em outra forma de energia que possa ser armazenada (GAULIK, 2023).

Os SAE podem ser classificados a partir do tipo de metodologia de conservação de energia utilizada, e podem ser divididos nos seguintes tipos:

- a) elétrico: capacitores, supercapacitores e supercondutores magnéticos;
- b) mecânico: Volantes de inércia, sistemas de armazenamento baseados em
- c) ar comprimido ou bombeamento hidráulico;
- d) térmico: armazenamento de energia em aquíferos térmicos, armazenadores criogênicos ou a alta temperatura e bombesadores de calor;
- e) químico: baterias e células a combustível (SANTOS *et al.*, 2023).

Cada tecnologia possui suas vantagens e desvantagens, sendo as mais usadas as baterias e os supercapacitores. Com a melhoria contínua da tecnologia, os armazenamentos recarregáveis desempenham papel fundamental em sistemas fotovoltaicos, sendo responsáveis por armazenar o excesso de energia gerada pela matriz de módulos e alimentar cargas CC e CA quando a potência gerada pelo gerador fotovoltaico é insuficiente (GAULIK, 2023).

As baterias são a forma mais comum de armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos, devido à crescente procura de carros elétricos, que utilizam majoritariamente baterias de íon de lítio. As tecnologias para este tipo de baterias têm avançado significativamente e os seus custos diminuem cada vez mais, o que favorece a sua aplicação também no setor do armazenamento de energia (SOUZA E SILVA, 2021).

3.3.1 Baterias

Com a crescente utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica e a necessidade de diversificação de aplicação, os Sistemas de Armazenamento em Baterias (*Battery Energy Storage System* - BESS) têm se destacado como sistemas para armazenamento de energia. As baterias acumulam energia em forma química e a converte em energia elétrica a partir de reações químicas, sempre que necessário. Existem diferentes tipos de baterias (chumbo-ácido e íons de lítio, por exemplo), que dependendo da aplicação, algumas tecnologias se tornam mais apropriadas do que outras (CAMPOS *et al.*, 2022).

Historicamente, as baterias de chumbo-ácido se mantiveram na liderança do mercado de baterias, mesmo com sua baixa densidade energética, apresentam um custo mais baixo. Já as baterias de íons lítio representam a tecnologia de maior densidade energética, contudo seu custo é mais alto por serem uma tecnologia

relativamente nova, e sua complexidade impõe limitações no seu uso (TOLMASQUIM, 2017).

As baterias de íons de lítio possuem densidade energética maior do que as baterias de chumbo-ácido, o que implica em uma concentração maior de energia em uma menor área ocupada. Ao se comparar o tempo para descarga das baterias, percebe-se que as baterias de lítio possuem o menor tempo entre as tecnologias analisadas, bem como possuem maior eficiência e vida útil. Apesar disso, necessitam de sistema de gerenciamento para monitoramento dos seus parâmetros, podem impactar negativamente o meio ambiente e possuem alto custo inicial (CAMPOS *et al.*, 2022).

No Quadro 1, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens das respectivas baterias.

Quadro 1 - Comparativo de vantagens e desvantagens das baterias

Tecnologia	Prós	Contras
Chumbo-ácido	Maturidade tecnológica; Baixo custo; Alta potência específica; Bom desempenho em baixas e altas temperaturas; Recicláveis; São projetadas para suportar a descarga completa antes da recarga e para lidar com o calor dissipado durante o carregamento.	Ciclo de vida limitado; Longo tempo de carga/descarga; Elevada auto descarga; Impacto ambiental adverso e necessidade de reciclagem devido à toxicidade do chumbo; Densidade energética baixa
Íons de Lítio	Altas densidades de energia e eficiência; Longo ciclo de vida; Redução crescente dos custos; Versatilidade.	Alto custo; Necessidade de sistema de gerenciamento; Impacto ambiental adverso.

Fonte: O autor.

As baterias podem ser dimensionadas e definidas de acordo com a necessidade de armazenamento e tem capacidade de armazenar a energia gerada, por exemplo por painéis solares, durante o dia e fornecê-la durante a noite ou em dias nublados. Vale ressaltar que a escolha de bateria utilizada em cada sistema depende de vários fatores importantes que devem ser levados em conta como:

- a) capacidade de armazenamento: a capacidade de armazenamento de energia é uma medida de quanto energia a tecnologia de armazenamento pode armazenar;
- b) eficiência: a eficiência é a relação entre a quantidade de energia armazenada e a quantidade de energia consumida para armazenar essa energia. Uma

tecnologia de armazenamento eficiente é capaz de armazenar mais energia com menos perda de energia durante o processo;

- c) tempo de vida útil: o tempo de vida útil de uma tecnologia de armazenamento é a quantidade de tempo que ela pode ser utilizada antes de precisar de manutenção ou substituição. A vida útil de uma bateria é visto pelo seu número de ciclos ou intervalo de tempo que ela pode ser sujeita a trabalho sem apresentar nenhuma falha. Em uma geração fotovoltaica, o número de ciclos depende da profundidade da descarga do mesmo, sendo essas cargas/descargas diárias, necessitando de um controle das mesmas;
- d) velocidade de carregamento: a velocidade de carregamento é a quantidade de tempo que leva para a tecnologia de armazenamento ser carregada completamente. Uma tecnologia de armazenamento com uma velocidade de carregamento rápida é importante para situações em que a energia precisa ser armazenada rapidamente, verificando sempre se não está degradando sua vida útil;
- e) segurança: a segurança é uma preocupação importante na escolha de uma tecnologia de armazenamento de energia. A tecnologia de armazenamento deve ser segura para uso e armazenamento, sem risco de vazamentos, explosões ou incêndios (GAULIK, 2023).

É importante avaliar cuidadosamente as necessidades de armazenamento de energia de uma determinada aplicação antes de escolher a tecnologia de armazenamento mais adequada.

3.4 TARIFAS

O acesso ao Sistema Elétrico por parte de consumidores residenciais, comerciais e industriais, é obrigatoriamente realizado através da rede da concessionária distribuidora de energia. Para uso do serviço Energia Elétrica, essencial no dia a dia da sociedade, seja nas residências ou nos diversos segmentos da economia, se torna necessária a aplicação de tarifas que remuneram o serviço de geração e distribuição de forma adequada, viabilizando a estrutura para manter o serviço com qualidade e criando incentivos para eficiência.

Seguindo esses conceitos, a ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e

comercialização), considerando fatores técnicos como a infraestrutura, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado (ANEEL, 2023c).

Para estabelecer as tarifas, a ANEEL considera as despesas desde quando a energia é gerada até a sua entrega na unidade consumidora, seguindo as regras estabelecidas na Resolução Normativa nº 1.000, publicada em 7 de dezembro de 2021. Nessa resolução, também estão estabelecidos os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço.

Conforme o art. 174 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, a distribuidora deve classificar a unidade consumidora, para fins de aplicação tarifária. Essa classificação se dá de acordo com a atividade comprovadamente exercida pela mesma, e a sua finalidade de utilização da energia elétrica. Sendo então a unidade enquadrada em uma das seguintes classes de consumo:

- a) residencial;
- b) industrial;
- c) comercial;
- d) rural;
- e) poder público;
- f) consumo próprio (ANEEL, 2022a).

Cabe à ANEEL garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar o serviço com qualidade. Para isso, no cálculo da tarifa, devem ser incluídos os custos que a distribuidora tem. A tarifa considera três custos distintos: Energia gerada (TE) + transporte de energia até as unidades consumidores (transmissão e distribuição) (TUST/TUSD) + encargos setoriais (ANEEL, 2022b).

Além disso, entram no cálculo os tributos instituídos por lei (PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública (CIP), respectivamente). Alguns desses tributos incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão (ANEEL, 2022b).

3.4.1 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. Elas são definidas de acordo com o Grupo Tarifário, seguindo as opções de contratação definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 de 2021 (ANEEL, 2022c).

Nesta resolução, os consumidores estão divididos em dois grupos: Grupo A e Grupo B:

- a) Consumidor do Grupo A: Unidades Consumidoras (UCs) da Alta e Média Tensão, com fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo:
- subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
 - subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
 - subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV;
 - subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
 - subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
 - subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Os consumidores desse grupo são caracterizados pela estruturação tarifária binômia:

- Tarifa Horária Azul: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A, possui: Demanda na ponta (kW); Demanda fora da ponta (kW); Consumo na ponta (kWh) e Consumo fora da ponta (kWh);
 - Tarifa Horária Verde: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS, possui: Demanda única (kW); Consumo na ponta (kWh); Consumo fora da ponta (kWh).
- b) Consumidor do Grupo B: Unidades Consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV:
- subgrupo B1: UC residencial e UC residencial caracterizada como baixa renda;

- subgrupo B2: UC rural, cooperativa de eletrificação rural ou como serviço público de irrigação;
- subgrupo B3: UC das demais classes;
- subgrupo B4: UC caracterizada como iluminação pública.

Os consumidores desse grupo são caracterizados pela estruturação tarifária monômnia:

- Tarifa Convencional Monômnia: tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- Tarifa Horária Branca: tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1 (ANEEL, 2022c).

3.4.2 Postos tarifários

Para a aplicação das modalidades tarifárias horárias é necessária a definição dos postos tarifários.

Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários de ponta e fora ponta. E na Tarifa Branca aplicada ao Grupo B, aplicam-se os três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta.

Os postos tarifários são definidos por distribuidora, no seu processo de revisão tarifária periódica (a cada 4 ou 5 anos), de acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021:

- a) horário (posto) de ponta: período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- b) horário (posto) intermediário: período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta;
- c) horário (posto) fora de ponta: período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

Os postos tarifários são aplicados aos dias úteis. Já nos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas fora ponta (ANEEL, 2022d).

A cobrança da conta de energia é realizada pela distribuidora, para os consumidores do Grupo A, a cobrança é feita de forma binômica, ou seja, considera

tanto o consumo quanto a demanda. A demanda, medida em kW, corresponde à potência necessária para atender à unidade consumidora, enquanto o consumo, medido em kWh, representa a quantidade de energia utilizada ao longo do tempo. Já para os consumidores do Grupo B, o faturamento é baseado apenas no consumo de eletricidade ao longo de um mês (SOUZA, 2023).

As tarifas aplicadas, expressas em R\$/MWh para o consumo e em R\$/kW para a demanda, são determinadas pela ANEEL. O valor total da conta de energia também leva em consideração a cobrança de tributos e encargos setoriais, bem como a aplicação das bandeiras tarifárias, que podem ser classificadas como verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2 (SOUZA, 2023).

3.4.3 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias é o sistema que indica o aumento do valor da geração de energia, e é mantido pela ANEEL. Ele foi implementado em 2015 e tem como objetivo sinalizar para o consumidor o custo real com a produção de energia elétrica, dando ao consumidor o sinal adequado nos momentos em que o custo da energia está mais elevado (ANEEL, 2024).

Para tanto, as cores das Bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de energia. A distribuidora deve aplicar as bandeiras tarifárias sobre o consumo faturado da unidade consumidora, utilizando uma tarifa proporcional aos dias de vigência de cada bandeira (ANEEL, 2022e). São elas:

- a) bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- b) bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis;
- c) bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração;
- d) bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração (ANEEL, 2024).

4 METODOLOGIA

No contexto brasileiro, o padrão de consumo de energia é notável durante o período de pico, que se estende das 18h às 21h, comumente referido como horário de ponta. Atualmente, a integração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição tem apresentado vantagens tanto para os consumidores quanto para as concessionárias, contudo, o montante de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é restrito pela disponibilidade do recurso solar, incapaz de suprir a demanda durante os horários de ponta pois o mesmo não coincide com o ápice de geração dos sistemas fotovoltaicos.

Diante desse cenário, o armazenamento de energia surge como uma solução para atenuar as dificuldades nos horários de ponta, conferindo aos sistemas fotovoltaicos a habilidade de armazenar parte da energia produzida para ser utilizada nos momentos em que a geração solar não está disponível.

O estudo de viabilidade tem como objetivo analisar o retorno do investimento na implantação de um sistema de armazenamento em um cliente industrial, do grupo A4 com tarifa verde, que já possui um sistema fotovoltaico instalado na sua unidade consumidora. Onde a variável para definir a viabilidade financeira é o Valor Presente Líquido (VPL), método que considera o investimento inicial, todas as despesas e ganhos do sistema, durante o tempo considerado de 25 anos, em valores monetários atuais.

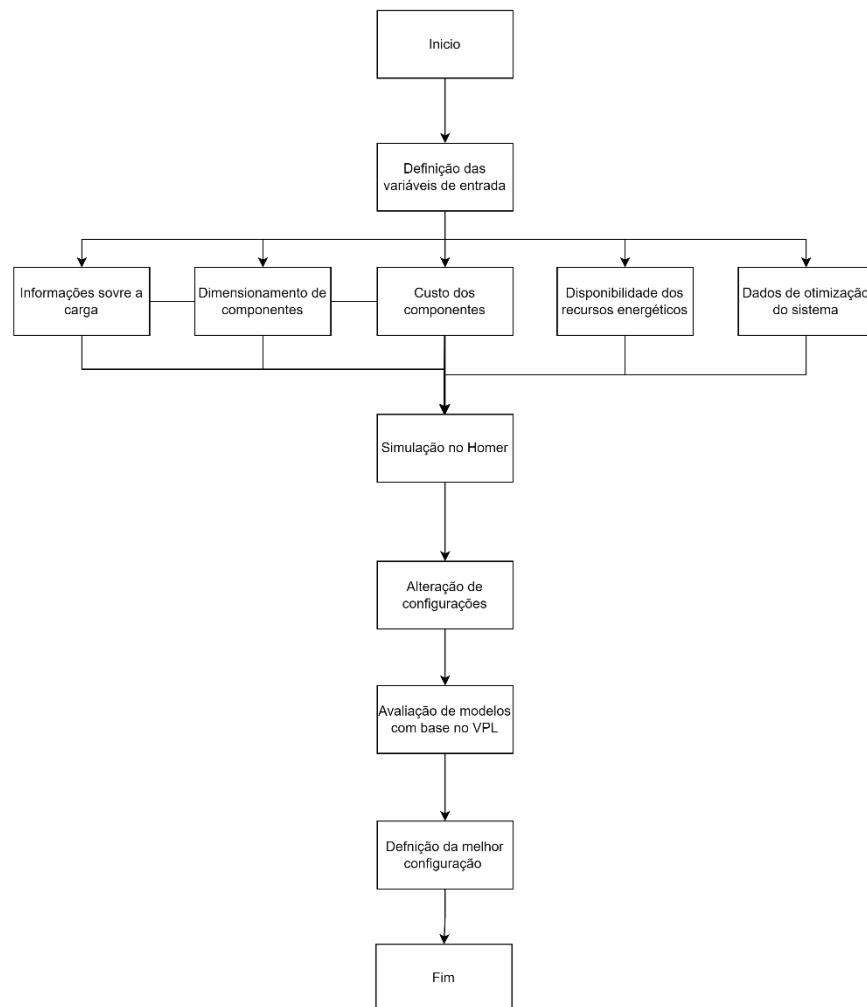
Considerando que atualmente os custos de um sistema de armazenamento de energia podem ser elevados, o estudo irá apresentar três casos distintos para avaliar a viabilidade financeira da instalação do sistema de armazenamento junto ao cliente, utilizando o software *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER)*.

O *HOMER* é um programa de computador desenvolvido para facilitar a análise de sistemas de GD e auxiliar na comparação de tecnologias de geração de energia através de variadas aplicações.

Inicialmente, definem-se algumas variáveis de entrada, como informações sobre a carga, dimensionamento dos componentes e seus respectivos custos, disponibilidade dos recursos energéticos e dados utilizados na otimização do sistema. O *HOMER* usa essas entradas para simular diferentes configurações dos sistemas, podendo-se alterar, também, a combinação de componentes, sendo que os modelos obtidos são relacionados conforme o valor presente líquido.

Esse fluxograma reflete o processo de como o HOMER opera com as entradas fornecidas e gera resultados baseados em critérios econômicos, como o valor presente líquido, para ajudar na decisão de qual configuração de sistema de energia é mais viável economicamente.

Figura 8 - Fluxograma de etapas no Homer



Fonte: O autor.

Os três casos estudados, serão modelados conforme as descrições a seguir:

- a) caso 1: no primeiro caso, os custos atuais da tarifa elétrica estão estabelecidos, assim como uma curva de carga definida e um sistema fotovoltaico dimensionado para suprir essa demanda. A variável em questão

será o número de baterias, avaliando qual quantidade é mais vantajosa ao longo de um período de 25 anos;

- b) caso 2: no segundo cenário, o preço da energia permanece inalterado, com uma curva de carga estabelecida. O sistema está dimensionado conforme essa carga, e há um número fixo de baterias para atender a demanda (o mesmo do caso anterior). A variável em questão é o preço das baterias a fim de alcançar um ponto de equilíbrio financeiro;
- c) caso 3: no terceiro cenário, há uma curva de carga estabelecida, um sistema fotovoltaico dimensionado de acordo com essa carga e um número suficiente de baterias para armazenar a energia necessária durante os horários de pico. A variável a ser considerada é o preço do quilowatt-hora (kWh) durante o horário de ponta.

5 MODELAGEM DO SISTEMA

Inicialmente, procedeu-se com a seleção dos componentes a serem empregados na simulação, incorporando as especificações dos equipamentos e recursos disponíveis. Essa adaptação é realizada diretamente nas configurações gerais de cada elemento no *Homer*.

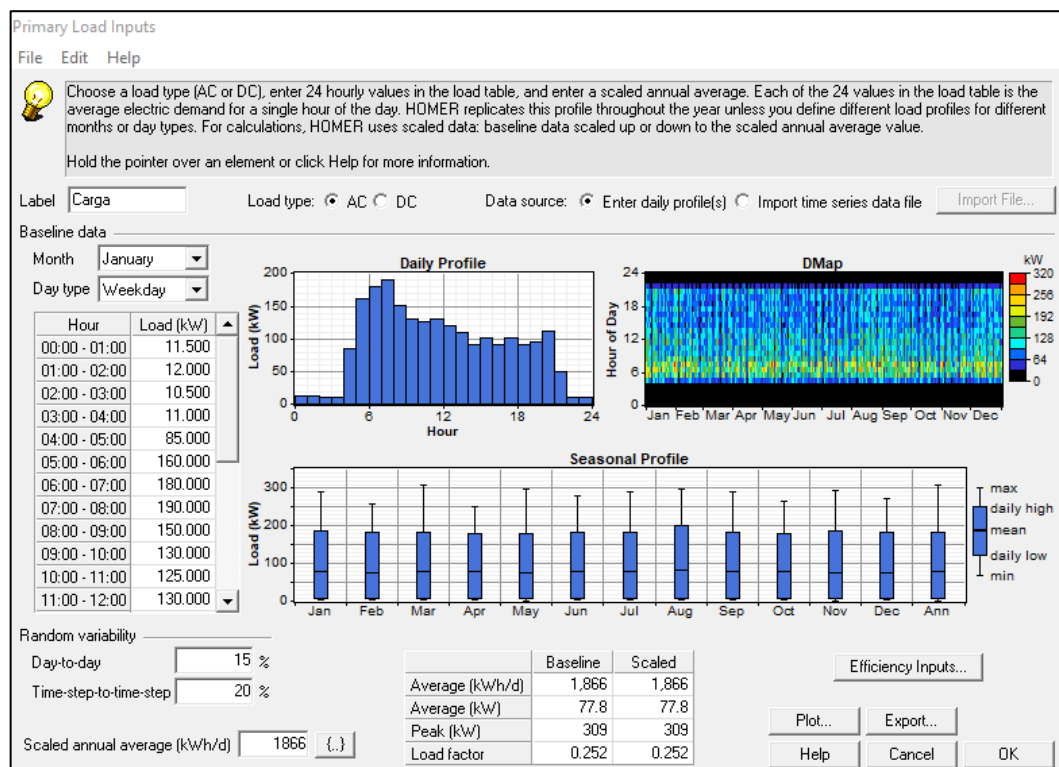
Nos próximos subcapítulos, serão detalhadas as configurações de cada equipamento incluído em cada item para a simulação.

5.1 DESCRIÇÃO DO CONSUMIDOR - PERFIL DE CARGA

O cliente analisado pertence ao grupo A, subgrupo A4, e recebe alimentação com tensão de 13800V. Seu consumo é predominantemente diurno, conforme evidenciado pela curva de carga apresentada na figura 9. Trata-se de um estabelecimento comercial situado na cidade de Santa Cruz do Sul, no estado do Rio Grande do Sul. O cliente enquadra-se na modalidade Tarifária Verde.

Para fins de simulação, foram utilizados os mesmos dados diários para todos os dias da semana e meses do ano, conforme demonstrado na Figura 9.

Figura 9 - Perfil de carga cliente

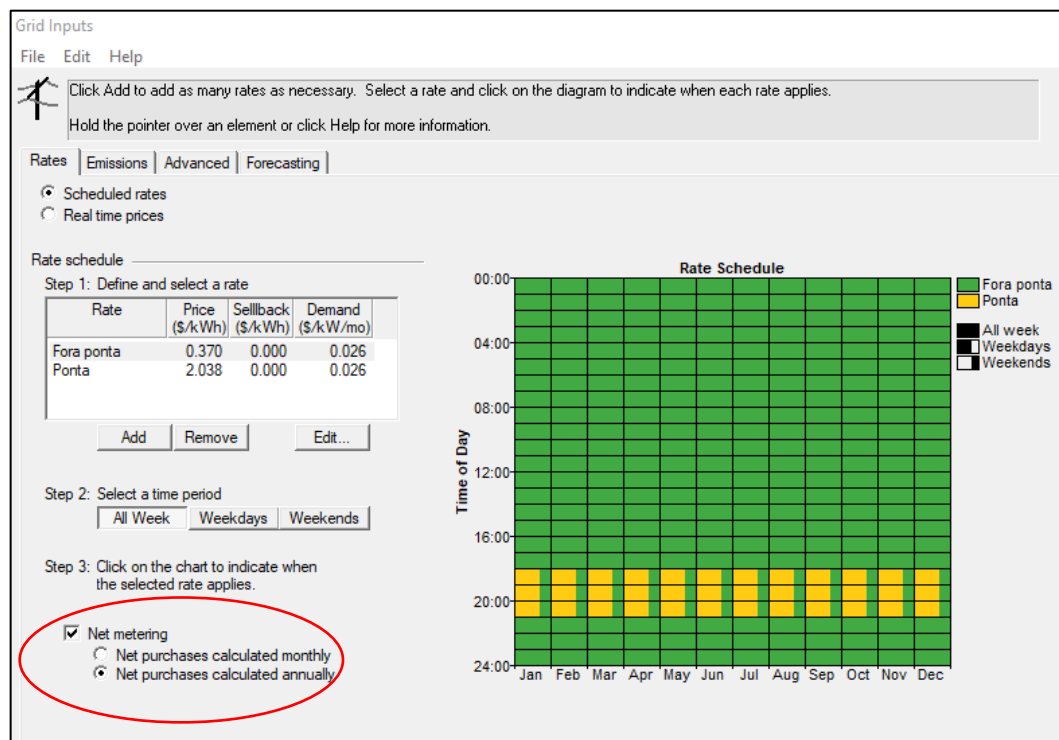


Fonte: O autor.

5.2 REDE GRID

No item *Grid* foram preenchidos os valores tarifários considerando a tarifa verde atual. Na tarifa horária Ponta, que abrange os horários dos dias úteis entre às 18:00 e 21:00, o valor considerado foi de R\$2,038 (TUSD + TE) por kWh. Já para o horário Fora Ponta, que cobre os demais horários, inclusive sábado e domingo o dia inteiro, o valor utilizado foi de R\$0,37. Ainda no item Grid, foi selecionada a opção para considerar a injeção de energia no sistema durante o ano inteiro, conforme demonstrado na Figura 10.

Figura 10 - Distribuição dos valores das tarifas



Fonte: O autor.

5.3 INVERSOR

Os dados inseridos nas configurações do inversor estão demonstrados na Figura 11 e incluem a potência nominal, o custo unitário, o custo de manutenção e de reposição de equipamento. Adicionalmente, são incluídos o tempo de vida e a eficiência do equipamento.

Figura 11 - Dados de entrada do Inversor

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
60.000	28000	28000	80

Sizes to consider

Size (kW)
360.000

Inverter inputs

Lifetime (years)

Efficiency (%)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%)

Efficiency (%)

Cost Curve

Fonte: O autor.

A potência total de inversores escolhida para atender a carga foi 360 kW. Foi utilizado o valor de R\$28.000,00 para cada inversor de 60 kW. Uma vida útil de 15 anos e uma eficiência de 98% para o inversor.

5.4 MÓDULOS

Foi considerado um sistema fotovoltaico composto módulos de 550 Wp, totalizando uma potência instalada de 432 kWp, gerando aproximadamente 48000 kWh mensal durante o ano. O módulo utilizado como base para obter os dados foi da marca Intelbras, modelo EMSH-550 HC.

Os dados utilizados em simulação, demonstrados na Figura 12, foram retirados do Datasheet, conforme Figura 13 e Figura 14.

Figura 12 - Dados de entrada do módulo FV

PV Inputs

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.550	1020	1020	20

Sizes to consider

Size (kW)
432.000

Cost Curve

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years)

Derating factor (%)

Slope (degrees)

Azimuth (degrees W of S)

Ground reflectance (%)

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)

Nominal operating cell temp. (°C)

Efficiency at std. test conditions (%)

Fonte: O autor.

Figura 13 - Dados de datasheet do módulo FV

Especificações técnicas	
Modelo	EMSH-550 HC
Certificado INMETRO	
PERFORMANCE EM STC¹	
Potência máxima	550 W
Tensão máxima de operação	41,95 V
Corrente máxima de operação	13,12 A
Tensão de circuito aberto	49,80 V
Corrente de curto circuito	14,00 A
Eficiência do módulo	21,30 % ²

Fonte: Datasheet módulo 550W Intelbras.

Figura 14 - Dados de datasheet do módulo FV

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Coefficiente de temperatura máxima (Pmax)	-0,33 %/°C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,26 %/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	+0,042 %/°C
Temperatura nominal do módulo (NMOT)	41±3°C

Fonte: Datasheet módulo 550W Intelbras.

5.5 BATERIAS

Para o banco de baterias, foi utilizado o modelo presente no próprio *HOMER*, da marca Surrette, modelo S460 com capacidade nominal de 460 Ah. A Figura 15 mostra os detalhes do modelo no software.

Figura 15 - Dados de entrada das baterias utilizadas

Battery Inputs

File Edit Help

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: Details... New... Delete

Battery properties

Manufacturer: Rolls/Surrette
Website: www.rollsbattery.com

Nominal voltage: 6 V
Nominal capacity: 460 Ah (2.76 kWh)
Lifetime throughput: 1,394 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	2000	2000	10.00

Advanced

Batteries per string: (24 V bus)
 Minimum battery life (yr): {..}

Sizes to consider

Strings:

Cost Curve

Cost (000 \$) vs Quantity

Legend: Capital (red line), Replacement (blue line)

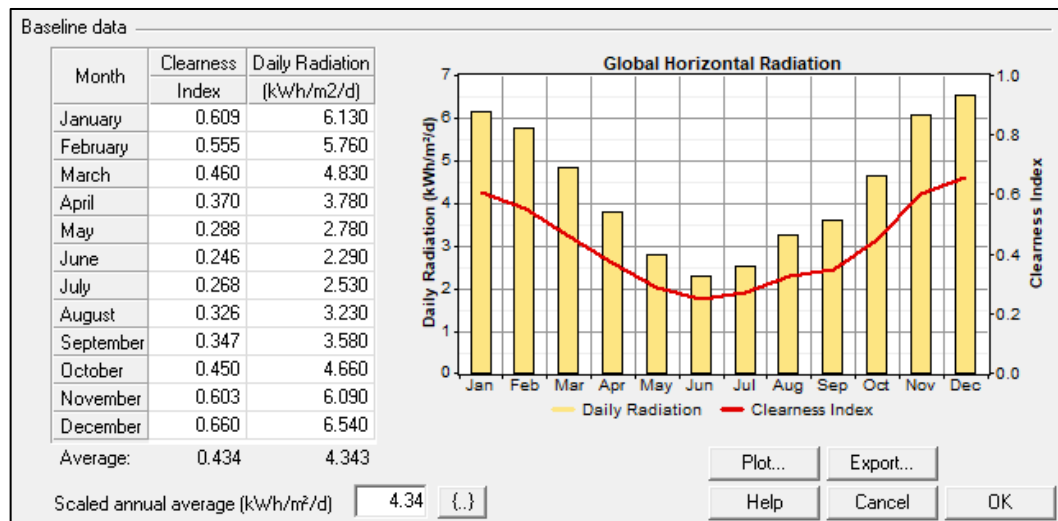
Fonte: O autor.

5.6 SOLAR RESOURCE

Os parâmetros cruciais para a análise da geração fotovoltaica incluem os dados médios de radiação solar por localidade. Na simulação realizada, foram utilizados

dados provenientes do banco de dados do Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), específicos para a região de Santa Cruz do Sul, no estado do Rio Grande do Sul, onde a empresa em estudo está localizada. A Figura 16 exibe a curva da radiação média obtida para essa localidade.

Figura 16 - Dados de radiação solar na região de Santa Cruz do Sul



Fonte: O autor.


5.7 ECONOMICS

No item *Economics*, como mostrado na Figura 17, é possível inserir configurações relacionadas à taxa de depreciação dos equipamentos, ou seja, como o valor deles reduz após 1 ano em comparação com o valor de equipamentos novos. Neste caso foi utilizado uma taxa de 8%.

O tempo de 25 anos de “vida do sistema” foi adotado para a simulação, pois esse é o tempo de garantia de desempenho dos módulos fotovoltaicos. Para simplificar o estudo, os custos fixos de operação e manutenção, bem como as taxas do fator de potência, foram assumidos como zero nesse item.

Figura 17 - Dados de recursos econômicos

Economic Inputs
File Edit Help

 HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="8"/>	<input type="button" value="({)"/>
Project lifetime (years)	<input type="text" value="25"/>	<input type="button" value="({)"/>
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="({)"/>
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="({)"/>
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="({)"/>


Fonte: O autor.

5.8 SYSTEM CONTROL

As configurações de *System Control* do software determinam o modo de operação dos geradores de energia e do banco de baterias, como mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Dados de controle da simulação

System Control Inputs
File Edit Help

 The system control inputs define how HOMER models the operation of the battery bank and generators. The dispatch strategy determines how the system charges the battery bank.
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Simulation _____
Simulation time step (minutes)

Dispatch strategy _____
 Load following
 Cycle charging
 Apply setpoint state of charge (%)

Generator control _____
 Allow systems with multiple generators
 Allow multiple generators to operate simultaneously
 Allow systems with generator capacity less than peak load

Other settings _____
 Allow systems with two types of wind turbines
 Allow excess electricity to serve thermal load
 Limit excess thermal output (% of load)

Fonte: O autor.

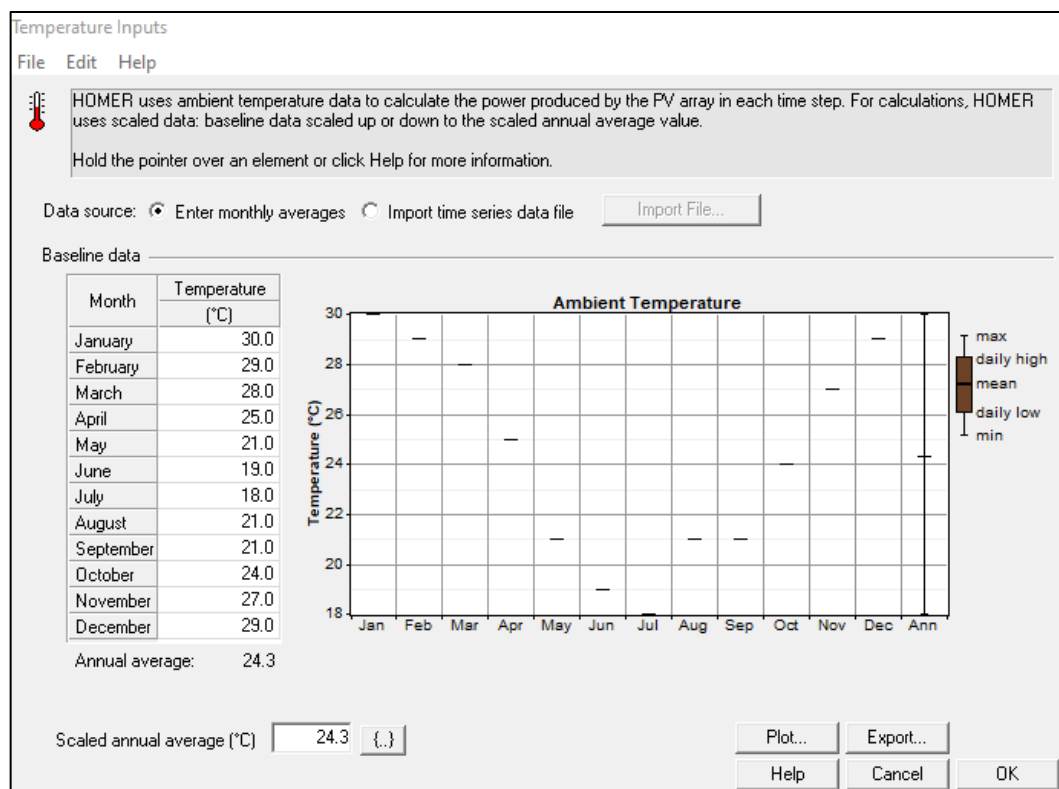
O passo de simulação foi estabelecido em 10 minutos para assegurar resultados mais precisos. Outra modificação padrão feita nessa configuração foi na “estratégia de despacho de carga”, ao selecionar a segunda opção (*Cycle Charging*), o software simula que o gerador fotovoltaico produz a máxima potência disponível e recarrega o banco de baterias, em vez de gerar apenas o necessário para atender à carga.

5.9 TEMPERATURA

As informações sobre a temperatura foram obtidas no site Clima Tempo, referentes à região de Santa Cruz do Sul. Esses dados impactam a produção de energia dos módulos fotovoltaicos, uma vez que ocorrem perdas associadas quando o módulo opera acima da temperatura estabelecida nas condições de teste.

Os dados utilizados na simulação foram a maior média mensal histórica de temperatura na região e estão demonstrados na Figura 19.

Figura 19 - Dados de temperatura para a região de Santa Cruz do Sul



Fonte: O autor.

6 RESULTADOS

6.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1.1 Caso 1

No estudo de caso 1, os custos atuais da tarifa de energia estão definidos. Na tarifa horária de Ponta, o valor considerado é de R\$2,038 (TUSD + TE), enquanto para o horário Fora de Ponta, o valor utilizado é de R\$0,37. Também está estabelecida uma carga específica e um sistema fotovoltaico dimensionado para atender a essa demanda. A variável considerada é o número de baterias, e o objetivo do estudo é encontrar a quantidade de baterias que torna o investimento financeiramente viável (o menor VPL), ao longo de um período de 25 anos.

Nas configurações do item Baterias, foi considerada a tensão por *string* de 24V, sendo necessárias 4 baterias do modelo S460 para atingir essa tensão. Foi utilizado o valor variável de 0 até 200 *strings*, com um passo de 5 *strings*. Dessa forma, foi considerado um número variável de 0 até 800 baterias, com passo de 20 baterias.

No cenário considerado, temos o menor investimento inicial e também o menor VPL sem o uso de baterias. Isso se deve ao valor atual elevado do banco de baterias, onde sua utilização não se torna viável para a carga considerada e com os valores atuais de energia.

A Figura 20 mostra o menor investimento como sendo o sistema sem baterias, no valor de R\$ 969.164,00. O mesmo sistema também apresenta o menor VPL, de R\$ 3.372.681,00. Todos os sistemas considerando o uso de baterias apresentam valores superiores.

Figura 20 - Resultados da simulação, organizados pelo menor VPL

Sensitivity Results		Optimization Results							
Double click on a system below for simulation results.									
		PV (kW)	S460	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	
		432		360	500	\$ 969,164	225,159	\$ 3,372,681	
		432	20	360	500	\$ 1,009,164	222,185	\$ 3,380,939	
		432	40	360	500	\$ 1,049,164	221,580	\$ 3,414,481	
		432	140	360	500	\$ 1,249,164	205,376	\$ 3,441,502	
		432	120	360	500	\$ 1,209,164	210,234	\$ 3,453,362	
		432	160	360	500	\$ 1,289,164	202,875	\$ 3,454,805	
		432	180	360	500	\$ 1,329,164	200,661	\$ 3,471,179	

Fonte: O autor.

6.1.2 Caso 2

No estudo de caso 2, considerou-se o preço da energia constante e inalterado, juntamente com uma carga estabelecida, conforme a carga estudada no caso 1. O sistema foi dimensionado de acordo com essa carga, considerando um número fixo de 520 baterias para atender à demanda por energia, sem a necessidade de importação de energia da rede no horário de ponta e respeitando o carregamento mínimo de 70% do banco de baterias. A variável considerada no estudo deste caso é a alteração de preços das baterias, e o objetivo é encontrar um ponto de equilíbrio financeiro para o uso do banco de baterias que atende a essa carga.

Inicialmente, a simulação foi realizada utilizando o preço normal da bateria, o mesmo utilizado no caso 1. Nestes parâmetros, temos o menor investimento (R\$ 969.164,00) e o menor VPL (R\$ 3.375.958,00) sem o uso de baterias, conforme mostrado na Figura 21.

Figura 21 - Resultados da simulação com o preço atual das baterias



S460 Capital Multiplier 1									
Double click on a system below for simulation results.									
			PV (kW)	S460	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC
			432		360	500	\$ 969,164	225,466	\$ 3,375,958
			432	520	360	500	\$ 2,009,164	167,518	\$ 3,797,382

Fonte: O autor.

Para encontrar um ponto de equilíbrio ou determinar o valor a partir do qual o uso de baterias se torna financeiramente viável, foi empregado um multiplicador no valor das baterias. Iniciando-se com o multiplicador em 1 e reduziu-se gradativamente até encontrar um ponto de equilíbrio financeiro. Utilizando o multiplicador de 0.77, ou seja, um valor 23% menor para as baterias, foi encontrado um valor de VPL similar entre o uso ou não das baterias. Observa-se que o investimento inicial permanece mais alto no caso de instalação de um banco de baterias. O custo total do sistema é de R\$ 1.769.964,00, em contraste com os R\$969.164,00 sem o uso das baterias. Entretanto, considerando o período de utilização do sistema de 25 anos, o menor VPL apresentado é na configuração utilizando o banco de baterias.

A Figura 22 mostra o valor similar de VPL para os dois casos.

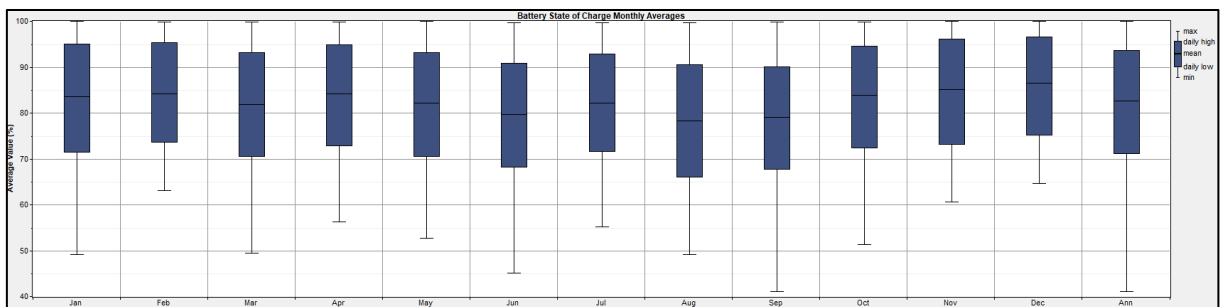
Figura 22 - Resultado da simulação utilizando o multiplicador de 0,77

S460 Capital Multiplier		0.77		Double click on a system below for simulation results.					
	PV (kW)	S460	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC		
	432	520	360	500	\$ 1,769,964	149,481	\$ 3,365,637		
	432		360	500	\$ 969,164	225,466	\$ 3,375,958		

Fonte: O autor.

Ao utilizar 520 baterias, não será necessário importar energia no horário de ponta para atender ao consumo da carga em estudo. A Figura 23 mostra a porcentagem de carregamento das baterias durante os meses do ano. Em média, o banco de baterias mantém um carregamento de 85% ao longo do ano.

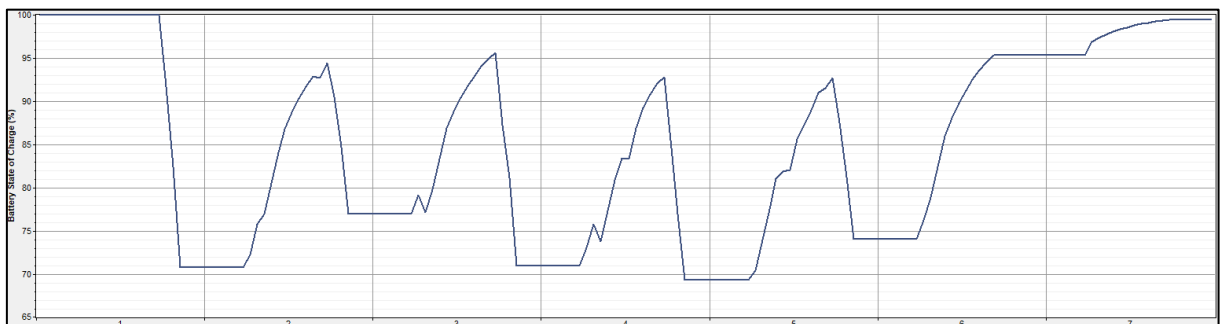
Figura 23 – Nível de carregamento anual do banco de baterias



Fonte: O autor.

A Figura 24 demonstra o comportamento do nível de carga das baterias durante uma semana.

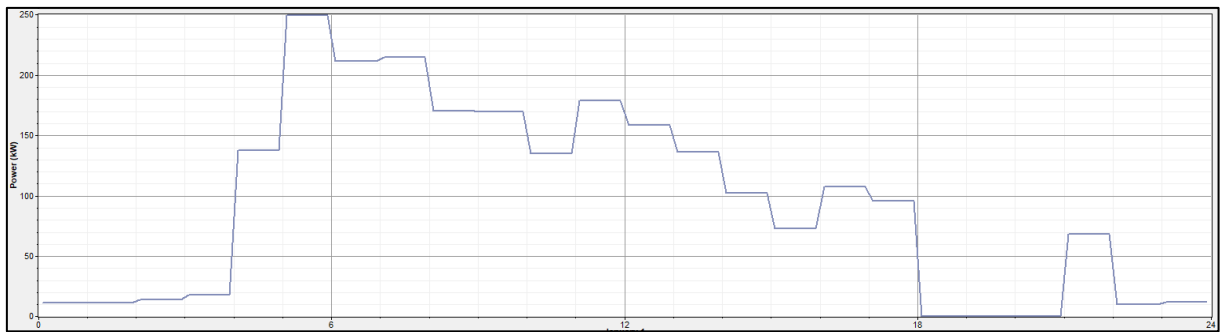
Figura 24 - Comportamento do State of Charge das baterias durante uma semana



Fonte: O autor.

A Figura 25 ilustra o comportamento de importação de energia da rede, nota-se que no horário ponta, entre 18:00 e 21:00 não há compra de energia.

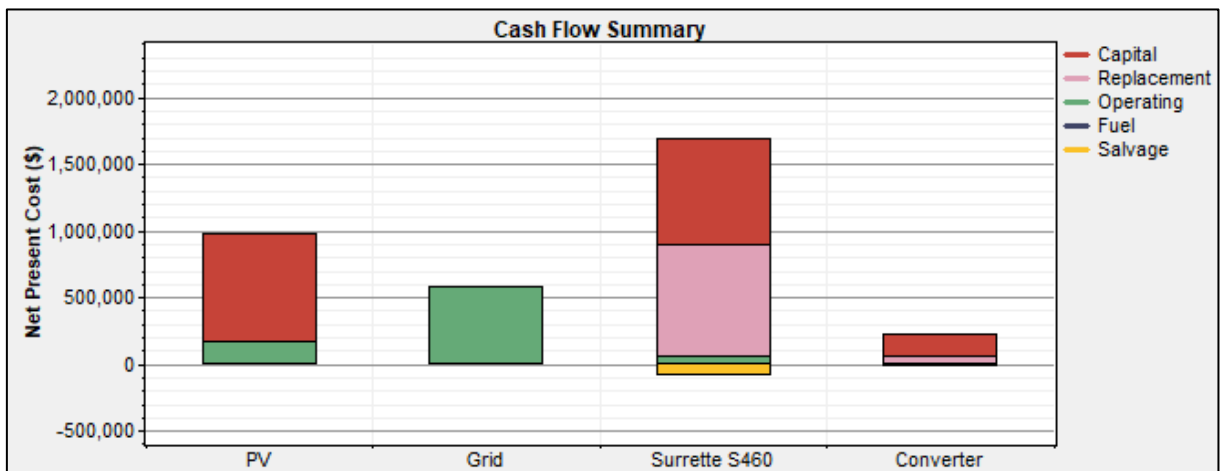
Figura 25 - Importação diária de energia da rede



Fonte: O autor.

As Figuras 26 e 27 detalham a relação de valores para cada componente do sistema. O VPL com o uso de 520 baterias é de R\$ 3.365.637,00, onde as baterias cobrem quase a metade desse valor, no caso, R\$ 1.607.552,00. O investimento inicial para a instalação do sistema compõe a maior parcela do VPL, seguido da parcela referente à troca de equipamento, sendo a menor parcela do valor destinada à operação e manutenção do sistema.

Figura 26 - Fluxo de caixa do sistema



Fonte: O autor.

Figura 27 - Fluxo de caixa do sistema

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	801,164	0	167,691	0	0	968,855
Grid	0	0	571,322	0	0	571,322
Surrrette S460	800,800	833,981	55,509	0	-82,737	1,607,552
Converter	168,000	52,961	5,124	0	-8,177	217,908
System	1,769,964	886,941	799,646	0	-90,914	3,365,637

Fonte: O autor.

6.1.3 Caso 3

No estudo de caso 3, a curva de carga foi definida, e um sistema fotovoltaico dimensionado conforme essa carga. Um banco com um número adequado de baterias para armazenar a energia necessária para suprir a carga em horários de picos de demanda foi dimensionado e definido nos parâmetros de simulação. O objetivo do estudo nesse caso, é entender qual preço do quilowatt-hora (kWh) cobrado durante os períodos de pico torna viável considerar a utilização de um banco de baterias para armazenar a energia necessária para suprir a demanda por energia nesse período.

Com os valores atuais de energia, temos o mesmo valor de investimento inicial e VPL do Caso 2 com 520 baterias.

Variando o valor da energia, no Horário Ponta, que tem maior impacto na viabilidade da instalação de baterias, foi encontrado o ponto de equilíbrio em R\$2,56 por kWh. A Figura 28 mostra os valores de VPL similares para o cenário considerado.

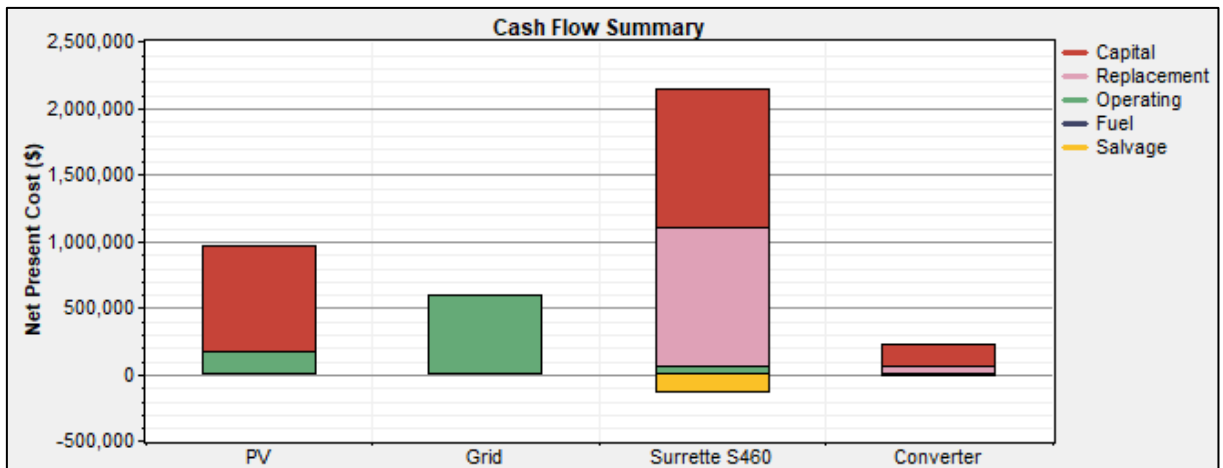
Figura 28 - Resultado da simulação para o preço de energia ponta de R\$2,56

Ponta Power Price (\$/kWh) 2.56		Double click on a system below for simulation results. <input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall										
				PV (kW)	S460	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				432	520	360	500	\$ 2,009,164	167,518	\$ 3,797,382	0.522	0.61
				432		360	500	\$ 969,164	265,630	\$ 3,804,708	0.523	0.55

Fonte: O autor.

No caso 3, o comportamento e a carga das baterias se mantém igual ao Caso 2 mas como o valor da energia considerado é superior, temos um VPL maior. As Figura 29 e 30 detalham o fluxo de caixa para o cenário estudado.

Figura 29 - Fluxo de caixa do sistema



Fonte: O autor.

Figura 30 - Fluxo de caixa do sistema

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	801,164	0	167,691	0	0	968,855
Grid	0	0	595,881	0	0	595,881
Surrette S460	1,040,000	1,044,896	55,509	0	-125,666	2,014,739
Converter	168,000	52,961	5,124	0	-8,177	217,908
System	2,009,164	1,097,857	824,204	0	-133,843	3,797,381

Fonte: O autor.

Onde a maior parcela do VPL continua sendo por conta do investimento inicial, seguido pela troca de equipamentos e por último, operação e manutenção.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No Caso 1, constatou-se que optar pela não instalação de um banco de baterias é mais viável, considerando as condições e preços atuais tanto de energia como dos equipamentos.

Dois fatores são determinantes para estabelecer a viabilidade da instalação de baterias. O primeiro é o valor das baterias, considerado no Caso 2, e o segundo é o valor da energia fornecida pela concessionária, fator analisado no Caso 3.

No Caso 2, foi possível observar que ao diminuir em 23% o valor de aquisição das baterias, o VPL ficou bem próximo ao VPL da unidade sem baterias. Ou seja, qualquer redução acima de 23% do valor das baterias, torna o seu uso viável.

Já no Caso 3, encontrou-se um ponto de equilíbrio para o valor de R\$ 2,56 por kWh no horário de ponta. Seguindo a mesma lógica, qualquer valor acima de R\$ 2,56 por kWh da tarifa, torna o uso de baterias viável.

Em geral, a instalação de baterias aumenta significativamente o valor do investimento inicial, praticamente dobrando para os casos estudados. No entanto, os benefícios do armazenamento de energia impactam positivamente ao longo do tempo. Apesar das condições atuais não serem muito favoráveis para o uso de sistemas de armazenamento de energia, se diminuirmos o valor das baterias, algo que já está acontecendo gradativamente, ou se considerarmos o aumento do preço de energia, o sistema começa a se tornar viável. O uso de baterias de forma pontual, em uma única unidade consumidora, pode ajudar a reduzir os custos e aproveitar de maneira mais eficaz a energia proveniente de fontes renováveis intermitentes.

No entanto, se considerarmos o uso de baterias em escala maior, em várias unidades, isso pode ajudar a melhorar o equilíbrio do sistema e reduzir a demanda máxima necessária para abastecer o sistema em horário de ponta. Dessa forma, pode-se concluir que o uso de baterias é algo que se tornará cada vez mais comum, visto que o preço deve se tornar mais acessível e o desempenho das baterias deve ser aperfeiçoado com o passar do tempo.

REFERÊNCIAS

A HISTÓRIA da energia solar no Brasil. **Órigo Energia**, Campinas, 24 nov. 2020. Disponível em: <https://origoenergia.com.br/blog/energia/a-historia-da-energia-solar-no-brasil>. Acesso em: 13 dez. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeira tarifárias**. Brasília, 08 abr. 2024. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 22 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bibliografia temática: armazenamento de energia: usinas híbridas e usinas reversíveis e aplicação em sistemas de potência**. Brasília: ANEEL; CEDOC, 2023a. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Acervo/Detalle/237873?returnUrl=/Home/Index&guid=1712706003887>. Acesso em: 25 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Classes de consumo**. Brasília, 24 fev. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/classes-de-consumo>. Acesso em: 22 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo da energia que chega aos consumidores**. Brasília, 24 fev. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 23 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias**. Brasília, 24 fev. 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 24 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Postos tarifários**. Brasília, 24 fev. 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 25 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>. Acesso em: 27 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 27 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 30 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2023b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 22 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre as bandeiras tarifárias**. Brasília, 24 fev. 2022e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 25 set. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas**. Brasília, 2023c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 18 dez. 2023.

ARAÚJO, S. M. **Revisão sistemática da literatura sobre o impacto da sujeidade em módulos fotovoltaicos**. 2023. 38 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/73934/3/2023_tcc_smaraujo.pdf. Acesso em: 22 nov. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama of solar photovoltaic in Brazil and in the world**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/en/market/infographic/>. Acesso em: 30 nov. 2023.

BELLINASSO, L. V. **Inversores fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia** – classificação, recomendações técnicas e gerenciamento. 2017. 325 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/13314/TES_PPGEE_2017_BELLINASSO_LUCAS.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 19 nov. 2023.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil**. Belo Horizonte: ABAQUE, 2017. Disponível em: https://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf. Acesso em: 12 dez. 2023.

BRADA, M. Investimentos em solar: impulsionando a transição energética no Brasil e no mundo. **Canal Solar**, Campinas, 29 jun. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/investimentos-em-solar-impulsionando-a-transicao-energetica-no-brasil-e-no-mundo/>. Acesso em: 17 dez. 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, 07 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 19 nov. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2023**: ano base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 26 nov. 2023.

CAMPOS, F. M. *et al.* Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9., 2022, Florianópolis. **Anais [...]**. Florianópolis: ABENS, 2022. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1138/1140>. Acesso em: 30 set. 2023.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia solar**: princípios e aplicações. Rio de Janeiro: CRESESB, 2006. Disponível em: https://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 23 nov. 2023.

COSTA, Tatiane Silva. **Estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede**. 2019. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019.

DACHERY, J. M. Guia completo do módulo fotovoltaico. **Energês**, Chapecó, 17 mar. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/guia-completo-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 12 dez. 2023.

DIAS, E. J. O potencial da geração solar FV no Brasil: histórico e futuro. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 8., 2023, Belo Horizonte. **Anais [...]**. Belo Horizonte: UFMG, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.53316/cbgd2023.006>. Acesso em: 09 dez. 2023.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia solar fotovoltaica**: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. São Paulo: USP; GEPEA, 2021. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf. Acesso em: 19 nov. 2023.

GAULIK, D. **Estudo da viabilidade técnica de um sistema de armazenamento de energia para integração em usinas de geração fotovoltaica**. 2023. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2023. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/31994/1/estudoarmazenamentousinafotovoltaica.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2023.

GERAÇÃO centralizada X geração distribuída. **Insol**, Pouso Alegre, 24 mar. 2021. Disponível em: <https://insolenergia.com.br/blog/geracao-centralizada-x-geracao-distribuida->. Acesso em: 07 dez. 2023.

GOMES, A. M. F. **Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais**. 2022. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/244047/PECV1292-D.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2023.

HISTÓRIA e origem da energia solar. **Portal Solar**, São Paulo, 15 set. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/materias/historia-e-origem-da-energia-solar>. Acesso em: 05 nov. 2023.

JUNIOR, F. “Série Energia”: Mais de 80% da matriz energética vêm de recursos fósseis. **Jornal da USP**, São Paulo, 08 jul. 2022. Disponível em: <https://jornal.usp.br/campus-ribeirao-preto/serie-energia-mais-de-80-da-matriz-energetica-vem-de-recursos-fosseis/>. Acesso em: 25 nov. 2023.

MODELOS de painel solar: conheça os principais. **Metalsol**, Belo Horizonte, 12 nov. 2022. Disponível em: <https://metalsol.com.br/modelos-de-painel-solar-conheca-os-principais/>. Acesso em: 10 nov. 2023.

MORAES JÚNIOR, R.; BAGNARA, M. Os princípios químicos e físicos envolvidos no funcionamento das células fotovoltaicas. **Salão do Conhecimento**, Ijuí, v. 2, n. 2, p. 1-6, 20216. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaconhecimento/article/view/7208>. Acesso em: 10 nov. 2023.

O FUNCIONAMENTO dos painéis solares: transformando luz solar em eletricidade. **Viking**, Petrolina, 08 set. 2018. Disponível em: <https://viking-tech.com.br/como-funciona-o-painel-solar/>. Acesso em: 18 nov. 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL; CRESESB, 2014. Disponível em: https://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 11 nov. 2023.

QUAL a diferença entre geração centralizada e geração distribuída?. **KL Engenharia**, Fortaleza, 2023. Disponível em: <https://kleng.com.br/qual-a-diferenca-entre-geracao-centralizada-e-geracao-distribuida/>. Acesso em: 23 nov. 2023.

SANTOS, R. *et al.* Sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias: tecnologias para sistemas de geração distribuída. *In: VIDAL, L. C. et al.*

Engenharias: automação, robótica, metrologia e energia. Científica Digital, 2023. p. 161-177. Disponível em:

<https://downloads.editoracientifica.com.br/articles/230412789.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2023.

SAUTHIER, L. F. *et al.* Modelagem matemática de módulos fotovoltaicos empregados em ambientes de simulação de geração distribuída. *In: SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL*, 11., 2018, Santa Maria. **Anais** [...]. Santa Maria: UFSM, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/30497>.

Acesso em: 23 nov. 2023.

SOLARGIS. **Solar resource maps of Brazil**. Bratislava, 2020. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>. Acesso em: 28 nov. 2023.

SOUZA, C. **Estudo de caso**: gerenciamento de fluxo de potência em usinas fotovoltaicas considerando o armazenamento de energia utilizando baterias. 2023. 88 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí, 2023. Disponível em:

<https://bibliodigital.unijui.edu.br:8443/server/api/core/bitstreams/df0bcf82-5dda-4320-a9a0-c5e0e9db6626/content>. Acesso em: 22 nov. 2023.

SOUZA E SILVA, R. D. Utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias no setor elétrico e as perspectivas para o Brasil. **Radar**, Brasília, v. 68, p. 13-17, dez. 2021. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/11034>. Acesso em: 15 set. 2023.

TOLMASQUIM, M. T. **Mecanismo para a integração das energias renováveis intermitentes**: armazenamento. Caracas: CAF, 2017. Disponível em: https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1223/20170816_2017%2008%2015%20Armazenamento.pdf. Acesso em: 03 set. 2023.

VILLALVA, M. O que é um inversor solar híbrido?. **Canal Solar**, Campinas, 01 mar. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-um-inversor-solar-hibrido/>. Acesso em: 11 dez. 2023.

NUP: 23081.052519/2024-00

Prioridade: Normal

Homologação de ata de defesa de TCC e estágio de graduação
125.322 - Bancas examinadoras de TCC: indicação e atuação

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
5	Trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.32)	TCC_Julio_Cesar_30.04.24.pdf

Assinaturas

03/05/2024 07:35:31

DANIEL PINHEIRO BERNARDON (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR (Ativo))
01.28.00.00.0.0 - PRÓ-REITORIA DE INOVAÇÃO E EMPREENDEDORISMO - PROINNOVA

10/05/2024 14:51:59

MARINA CAMPONOGARA (Aluno de Pós-Graduação - Aluno Regular)
07.10.01.02.0.0 - PG Engenharia Elétrica - Doutorado - 42002010003D9

22/05/2024 16:23:29

DIEGO BERLEZI RAMOS (Coordenador(a) de Curso)
07.09.02.00.0.0 - CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - CEELE

Código Verificador: 4144703

Código CRC: 76b11334

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>

