



TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**VIABILIDADE TÉCNICA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA O DISTRITO FEDERAL OBTER UMA
MATRIZ ELÉTRICA 100% RENOVÁVEL ATÉ 2050**

Marcelo Gomes Souza

Brasília, fevereiro de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**VIABILIDADE TÉCNICA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA O DISTRITO FEDERAL OBTER UMA
MATRIZ ELÉTRICA 100% RENOVÁVEL ATÉ 2050**

Marcelo Gomes Souza

*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB

Orientador

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, ENE/UnB

Examinador interno

Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita, FGA/UnB

Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

SOUZA, MARCELO GOMES - SS729v

Brasília. [Distrito Federal] 2023.

LXXIXp, 79p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2023).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

1. UFV. 2. energia elétrica. 3. Distrito Federal. 4. Matriz Elétrica. 5. fontes renováveis.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR(A): Marcelo Gomes Souza

TÍTULO: Viabilidade técnica de geração solar fotovoltaica para o Distrito Federal obter uma matriz elétrica 100% renovável até 2050

GRAU: Bacharel ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Marcelo Gomes Souza
Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
CEP 70919-970 - Brasília - DF – Brasil

Dedicatória

Dedico esse trabalho à minha família, em especial a minha mãe que foi o meu principal apoio na minha caminhada até aqui e sempre teve fé, confiança e orgulho de minha pessoa.

Marcelo Gomes Souza

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos a todos que contribuíram com a minha jornada até aqui, a minha família que sempre acreditou em mim, que sempre teve fé que eu iria realizar esse sonho de me formar e que continuam a acreditar que vou alcançar objetivos ainda maiores. Agradeço também a todos os meus colegas e amigos que estiveram comigo nessa jornada, em destaque Andrey Otacílio Oliveira dos Reis, Emmanuel Vitor Miranda de Oliveira, Gabriel César Veloso de Oliveira e Patrick Comlan Mahougnon Ahotondji, pois juntos superamos muitos desafios que surgiram ao longo desses anos de curso e que com a ajuda deles o caminho até esse momento tornou-se mais alegre e factível, pois eles sempre me apoiaram quando se fez necessário. Agradecimento à Universidade de Brasília e a todos os professores que contribuíram para a minha formação, destaque para o meu orientador Rafael Amaral Shayani, que me deu todo o apoio e sempre esteve contribuindo para que eu pudesse desenvolver e concluir esse trabalho. Por fim agradeço a Deus em toda a minha jornada até aqui. Obrigado a todos.

Marcelo Gomes Souza

RESUMO

A velocidade com que as mudanças climáticas vêm ocorrendo no planeta é uma clara evidência de que as ações da humanidade estão contribuindo para a aceleração dessas mudanças, principalmente pela produção de energia, e é preciso adotar medidas para amenizar e, quando possível, extinguir os danos que são provocados pela produção de energia em suas várias formas, sendo a produção de energia elétrica uma das principais fontes de poluição da atmosfera, pois é uma das responsáveis pela emissão de dióxido de carbono (CO_2), um dos gases causadores do chamado efeito estufa. Devido esse fato vários países se comprometeram com o programa Net Zero 2050, com o intuito de contribuir com medidas para a redução do efeito estufa, onde os mesmos devem buscar zero emissão de dióxido de carbono na atmosfera até 2050. Apesar de ser algo bastante difícil, o Net Zero 2050 se faz necessário para se frear o aumento da temperatura média do planeta, então o uso de fontes de geração de energia elétrica renováveis é imprescindível para isso. Como o Brasil é um dos países favoráveis às metas do Net Zero 2050 e comprometido com o Acordo de Paris, a implementação de fontes de geração de energia elétrica renováveis na sua matriz elétrica se farão necessárias.

Apesar de o Brasil ser um dos países que possui uma matriz elétrica de maior percentual renovável, de acordo com o PNE 2050 ao longo dos anos até 2050, acredita-se em um dos horizontes otimistas que o consumo de energia elétrica do país irá aumentar em torno de 3,3 vezes o que era consumido em 2015, e para manter a matriz elétrica na sua maior parte renovável, cumprir com os compromissos ambientais aos quais o país se comprometeu e contribuir com a redução das emissões de GEE, será necessário expandir a participação da energia solar na geração de energia elétrica. O país possui uma vasta extensão territorial e índices de irradiação solar maior do que muitos países europeus e asiáticos que fazem grande uso dessa tecnologia. Investir em geração de energia elétrica através de fontes solares, principalmente a fotovoltaica, é essencial para o Brasil alcançar as metas dos programas ambientais de redução de GEE e assim manter a matriz elétrica essencialmente renovável. Sendo assim este trabalho tem como objetivo apresentar um exemplo de como pode-se alcançar uma matriz elétrica possivelmente 100% renovável na capital do país através de usinas fotovoltaicas, sendo capaz de suprir o consumo atual de energia elétrica e de manter a matriz elétrica da capital 100% renovável no que se refere ao seu consumo até o ano de 2050, tornando-a desde o momento exemplo para o restante do país, servindo de incentivo para o aumento da participação das fontes fotovoltaicas na matriz elétrica do Brasil.

Palavras-chaves: UFV, energia elétrica, Distrito Federal, Matriz Elétrica, fontes renováveis, renovável.

ABSTRACT

The speed with which climate change has been occurring on the planet is clear evidence that humanity's actions are contributing to the acceleration of these changes, mainly through energy production, and it is necessary to adopt measures to mitigate and, when possible, extinguish the damage. that are caused by the production of energy in its various forms, with the production of electricity being one of the main sources of pollution of the atmosphere, as it is one of those responsible for the emission of carbon dioxide (CO_2), one of the gases that cause the so-called greenhouse effect. Due to this fact, several countries have committed themselves to the Net Zero 2050 program, in order to contribute with measures to reduce the greenhouse effect, where they must seek zero carbon dioxide emissions in the atmosphere by 2050. Despite being something quite difficult, Net Zero 2050 is necessary to curb the increase in the average temperature of the planet, so the use of renewable electricity generation sources is essential for this. As Brazil is one of the countries in favor of Net Zero 2050 targets and committed to the Paris Agreement, the implementation of renewable electricity generation sources in its electrical matrix will be necessary.

Although Brazil is one of the countries with an electrical matrix with the highest percentage of renewable energy, according to the PNE 2050 over the years up to 2050, it is believed that one of the optimistic horizons is that the country's electricity consumption will increase by around 3.3 times what was consumed in 2015, and to keep the electricity matrix mostly renewable, comply with the environmental commitments to which the country has committed itself and contribute to the reduction of GHG emissions, it will be necessary to expand the participation of solar energy in the generation of electricity. The country has a vast territorial extension and solar irradiation rates higher than many European and Asian countries that make great use of this technology. Investing in electricity generation through solar sources, mainly photovoltaic, is essential for Brazil to achieve the goals of the environmental GHG reduction programs and thus maintain the essentially renewable energy matrix. Therefore, this work aims to present an example of how a possibly 100% renewable electrical matrix can be achieved in the capital of the country through photovoltaic plants, being able to supply the current consumption of electricity and maintain the electrical matrix of the country. 100% renewable capital with regard to its consumption until the year 2050, making it an example for the rest of the country, serving as an incentive to increase the share of photovoltaic sources in Brazil's electricity matrix.

Keywords: UFV, electric energy, Federal District, Electrical Matrix, renewable sources, renewable.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	2
1.3	OBJETIVOS DO PROJETO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E DO BRASIL	3
2.2	CONSUMO ELÉTRICO BRASILEIRO PARA 2050	5
2.3	ENERGIA SOLAR E OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	11
2.3.1	ENERGIA SOLAR	11
2.3.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	16
2.3.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	16
2.3.4	SOMBREAMENTO NOS MÓDULOS	21
2.3.5	TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS [1]	21
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	24
2.4.1	TIPOS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO PARA FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	24
2.5	CONTROLADORES DE CARGA	27
2.6	INVERSORES	28
2.7	DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	29
2.8	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
3	MATERIAIS E MÉTODOS	36
3.1	INTRODUÇÃO	36
3.2	ENERGIA DEMANDADA PARA GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO	36
3.3	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS PARA A UFV	38
3.3.1	BATERIA	38
3.3.2	INVERSOR	40
3.3.3	CONTROLADOR DE CARGA	40
3.3.4	MÓDULO FOTOVOLTAICO	41
3.4	CARACTERÍSTICAS DA LOCALIZAÇÃO DA UFV	43
3.5	POTENCIAL DO SISTEMA	43
3.6	DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	44
3.7	DISPOSIÇÃO DO BANCO DE BATERIAS	45
3.8	CONSUMO DE 2050	46
3.9	PVSyst	46

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
4.1	RESULTADOS OBTIDOS	47
4.1.1	SIMULAÇÃO DA USINA PROJETADA	54
4.2	DISCUSSÕES	56
5	CONCLUSÕES.....	61
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64

LISTA DE FIGURAS

2.1	Matriz Energética Mundial 2019 (Fonte: IEA, 2021).....	3
2.2	Matriz Elétrica Mundial 2019 (Fonte: IEA, 2021).	3
2.3	Matriz Energética Brasileira 2020 (Fonte: BEN, 2021).....	4
2.4	Matriz Elétrica Brasileira 2020 (Fonte: BEN, 2021).....	4
2.5	Consumo de vários setores da energia ao longo dos anos de 1970 até 2020 (note a curva do setor elétrico em vermelho) (Fonte: AEEE, 2021).	6
2.6	Possível Evolução do Consumo de Energia Elétrica (Fonte: PNE 2050, 2020).	7
2.7	Áreas aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas (Fonte: PNE 2050, 2020).	8
2.8	Evolução esperada da expansão centralizada de solar fotovoltaica no cenário Desafio da Expansão (Fonte: PNE 2050, 2020).	10
2.9	Expansão de solar fotovoltaica e UHE's a depender do uso do potencial hidrelétrico (Fonte: PNE 2050, 2020).	10
2.10	Irradiação solar pelo Brasil (Fonte CRESESEB, 2014).	12
2.11	Irradiação solar pelo mundo (Fonte CRESESEB, 2014).	13
2.12	(a) Ilustração dos diversos ângulos que existem entre a posição do Sol e o plano horizontal e (b) de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano horizontal (Fonte: CRESESEB, 2014).....	14
2.13	Ilustração das diversas radiações solares que podem chegar a uma superfície (Fonte: CRESESEB, 2014).	15
2.14	Símbolo representativo de um módulo fotovoltaico (Fonte: NBR10899, 2013).	16
2.15	Célula fotovoltaica de c-Si (Fonte: CRESESEB, 2014).....	17
2.16	Representação de uma curva I_xV característica típica de uma célula fotovoltaica de c-Si (Fonte: CRESESEB, 2014).	17
2.17	Representação da associação (a) em série e (b) em paralelo de células fotovoltaicas para aumento de tensão e/ou corrente (Fonte; CRESESEB, 2014).	18
2.18	Circuito elétrico básico representando uma célula fotovoltaica (Fonte; CRESESEB, 2014).....	19
2.19	Curva mostrando a influência na corrente I_{SC} em função da irradiância incidente na célula fotovoltaica à temperatura ambiente de 25° C (Fonte: CRESESEB, 2014).	19
2.20	Curva mostrando a influência na tensão V_{OC} em função da temperatura na célula fotovoltaica à irradiância de 1000 W/m^2 e espectro AM de 1,5 (Fonte: CRESESEB, 2014).	20
2.21	Símbolo representativo de um inversor (Fonte: CRESESEB, 2014).	28
2.22	Exemplo de curva de consumo diário de um local que irá receber o SFV (Fonte: O autor)....	30
2.23	Exemplo de curva diária média da irradiância global diária no plano horizontal (Fonte: CRESESEB, 2014).....	30
2.24	Possível Matriz MMGD do Brasil para 2050 nos dois cenários avaliados pelo PNE 2050 (Fonte: PNE 2050, 2020).	35
3.1	Curva típica de consumo diário de energia elétrica no DF em 2020 (Fonte: O Autor, a partir de dados fornecidos pela ANEEL [2]).....	37

3.2	Curva de consumo diário de energia elétrica no DF x Curva de geração (Fonte: O Autor). ...	38
3.3	Curva Ciclos de Vida útil X Profundidade de descarga da bateria (Fonte: Manual técnico da bateria).	39
3.4	Dados técnicos do inversor WEG SIW750-5.0-660 (Fonte: Datasheet do inversor).	40
3.5	Dados técnicos do Módulo Fotovoltaico Monocristalino Half Cell 665 W (Fonte: Datasheet do módulo).	42
4.1	Diagrama unifilar da usina (Fonte: O Autor).	53
4.2	Gráfico da Energia gerada x Energia injetada na rede (Fonte: software PVSyst).	55
4.3	Exemplo de área para a instalação da usina, próximo à subestação Brasília Norte (a área destacada possui dimensões para alocar 1/4 da usina em sua totalidade) (Fonte: Google Maps).	56

LISTA DE TABELAS

2.1	Consumo por região geográfica e estado (<i>GWh/ano</i>) (Fonte: AEEE, 2021).	5
2.2	Vantagens e desvantagens dos módulos fotovoltaicos (Fonte: O Autor, a partir de dados de vários sites da internet).....	23
2.3	Custos da energia armazenada em alguns tipos de baterias (Fonte: O Autor, a partir de dados da internet).....	26
2.4	Comparação entre dados técnicos dos vários tipos de baterias disponíveis no mercado (Fonte: CRESESB, 2014)	26
3.1	Dados técnicos da vida útil em anos da bateria (Fonte: Manual técnico da bateria).	39
3.2	Dados técnicos da bateria (obtidos do datasheet da bateria) (Fonte: O Autor, a partir do manual técnico da bateria).....	40
3.3	Dados técnicos do controlador de carga (Fonte: O Autor, a partir de dados obtidos do datasheet da equipamento).	41
4.1	Dados gerais da subusina (Fonte: O Autor).	52
4.2	Dados gerais da usina projetada em sua totalidade (Fonte: O Autor).	53
4.3	Dados obtidos da simulação de uma subusina do sistema (Fonte: software PVSyst).	54
4.4	Resultados de produção mensal (Fonte: software PVSyst).	55
4.5	Dados de implementação de sistemas fotovoltaicos no DF (Fonte: site ANEEL, 2022).	58
4.6	Dados dimensionais da usina em 2050 (Fonte: O Autor).	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEEE	Anuário Estatístico de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
HSP	Horas de Sol Pleno
IEA	Intertional Energy Agency
MMGD	Mini e Microgeração Distribuída
NBP	Número de Baterias em Paralelo
NBS	Número de Baterias em Série
NCS	Número de Controladores em Série
NCP	Número de Controladores em Paralelo
NTC	Número Total de Controladores
NTB	Número Total de Baterias
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	Profundidade de Descarga
PIB	Produto Interno Bruto
PNE 2050	Plano Nacional de Energia 2050
PR	Performance Rate

PWM	Pulse Width Modulation
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPPM	Seguidor de Ponto de Potência Máxima
STC	Standard Test Conditions
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidroelétrica
UPS	Uninterruptible Power Supply
UTE	Usina Termoelétrica

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Com o surgimento de novas tecnologias ao longo das últimas décadas e cada vez maior facilidade de acesso destas tecnologias pela grande massa das populações mundiais, maior se torna a demanda por energia elétrica, o que pode acarretar em uma maior necessidade da queima de combustíveis poluentes para suprir a demanda energética e consequentemente em uma maior liberação de GEE (gases do efeito estufa) na atmosfera terrestre. Para contornar esse problema medidas precisarão ser adotadas a fim de combater a poluição e os efeitos causados pela demanda energética mundial.

Até o ano de 2050 é estimado que a demanda por eletricidade irá aumentar muito em relação ao consumo atual e como podem ocorrer possíveis reduções das reservas de combustíveis fósseis e principalmente, a busca cada vez mais necessária da sustentabilidade, um espaço cada vez maior se abre para a implementação de fontes renováveis de geração de energia elétrica.

Buscando controlar o aumento da temperatura global, vários países se comprometeram em alcançar na sua matriz energética a redução das emissões de dióxido de carbono (CO_2) até 2030 em 45% em relação às emissões de 2010 e a descarbonização total até 2050 [3]. Segundo o programa Net Zero 2050 [3], se faz necessária a forte implementação das fontes renováveis como a solar e a eólica na matriz elétrica mundial para que se chegue às metas de zero emissão. O Brasil é um dos países que devem fazer esforços a fim de contribuir com essas metas, entretanto de acordo com o PNE 2050 (Plano Nacional de Energia 2050) [4] estima-se um possível crescimento da demanda de energia elétrica do país em 3,3 vezes o que era consumido em 2015, o que caso realmente ocorra, fará com que seja necessário o aumento da capacidade de geração de energia elétrica instalada no país. Para que o Brasil consiga alcançar os objetivos do programa Net Zero 2050 e do Acordo de Paris o mesmo precisará suprir a demanda por eletricidade atual e futura através do uso de fontes renováveis de geração, fazendo uso de sistemas de geração fotovoltaicos, eólicos, maremotriz e hídricos, tendo maior foco em expandir a participação das fontes solar fotovoltaica e da eólica em sua matriz elétrica.

Ainda segundo o PNE 2050 [4], é possível que a participação das fontes fotovoltaicas centralizadas na matriz elétrica do país cheguem a alcançar 30% da capacidade instalada total do sistema em 2050, o que pode corresponder a 190 GWp . Mesmo com os grandes desafios que estão ligados ao uso desse tipo de sistema, como a sazonalidade e a intermitência, o mesmo apresenta-se como umas das melhores opções para que o Brasil consiga não só manter-se como um dos países com a matriz elétrica mais sustentável, mas inclusive conseguir suprir a energia elétrica demandada nos períodos de estiagem, onde a geração de energia através das hidrelétricas sofre uma redução considerável, o que atualmente acarreta no aumento da produção de energia elétrica através das termelétricas, contribuindo assim para a emissão de GEE.

Apesar da maioria dos sistemas renováveis necessitarem do armazenamento de energia elétrica como solução para suprir os períodos de sazonalidade e intermitência, a cada ano novas formas e sistemas cada vez mais eficientes de armazenamento de energia surgem, o que alavanca a confiança no funcionamento e

implementação das UFV's (Usinas Fotovoltaicas).

Quando se fala dos recursos solares o Brasil aparece como uma das regiões do mundo que mais recebe irradiação solar, para se ter uma ideia, a irradiação mínima do Brasil, que varia entre 4,25 a 6,5 kWh/m^2 , é superior ao valor máximo registrado em países que fazem grande uso da energia solar fotovoltaica, tais como Alemanha, França, Reino Unido, Japão e Coréia do Sul [5], possui uma vasta extensão territorial, o que contribui para a implementação desses sistemas em vários pontos estratégicos do país. Também conta com uma grande contribuição de carga instalada de GD (geração distribuída). A GD é uma expressão para designar todo tipo de geração de energia elétrica que seja próximo ao consumidor, independente do tipo de fonte usada, potência ou tecnologia empregada e vem aumentando significativamente a cada ano, de acordo com dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) entre os anos de 2019 e 2021 foi instalada no país uma potência de 9 GWp em GD através de geração fotovoltaica, o que corresponde a uma média anual de 3 GWp ao ano [6].

A capital do país encontra-se no centro do Brasil e é o centro político do poder do governo, quando foi construída era vista como símbolo de modernidade, sendo assim a mesma acaba por se tornar um dos locais estratégicos para a implementação de UFV's, isso faria da mesma um exemplo de sustentabilidade se investir em empreendimentos renováveis de geração de energia. Quando se trata de UFV's tanto os custos para sua implementação ficaram e ficarão cada vez menores quanto a tecnologia avança para a produção de módulos, componentes e formas de armazenamento cada vez mais eficientes com o passar dos anos, o que acaba por tornar mais viável e vantajoso investir nesses sistemas.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O foco deste trabalho é, baseado na perspectiva de crescimento do consumo de energia elétrica segundo o PNE 2050 e procurando contribuir para zero emissão líquida de CO_2 até o ano de 2050, estudar formas de como o Distrito Federal pode suprir o consumo atual de energia elétrica (média entre os anos de 2016 e 2020) e o consumo estimado em 2050.

1.3 OBJETIVOS DO PROJETO

O objetivo deste trabalho é dimensionar uma usina fotovoltaica com armazenamento de energia elétrica em baterias, que seja capaz de suprir o consumo atual da energia elétrica diário do Distrito Federal, a fim de tornar a capital do país exemplo de matriz elétrica 100% renovável e apresentar uma alternativa para o DF manter essa matriz inteiramente renovável até o ano de 2050, com o intuito de contribuir para a diversificação da matriz elétrica do DF, focando na participação UFV's, tornando assim a capital exemplo para outras regiões do Brasil investirem em geração de energia elétrica através de usinas fotovoltaicas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E DO BRASIL

O conjunto de fontes usadas para suprimento da demanda de energia de um país, região ou mundo é chamado de Matriz Energética, segundo dados de 2019 da IEA (International Energy Agency) [7] a matriz energética mundial está composta, conforme mostrado na Figura 2.1, apenas em 13,9% de fontes renováveis, como solar, eólica, geotérmica, hídrica e biomassa. Agora quando do ponto de vista da Matriz Elétrica que trata-se apenas do conjunto de fontes usadas para a geração de energia elétrica, ainda segundo dados da IEA [7], há na Matriz Elétrica Mundial (Figura 2.2) uma parcela maior de participação das fontes renováveis, sendo composta em 26,7% de fontes como solar, eólica, geotérmica, maré, biomassa, hídrica e outras.

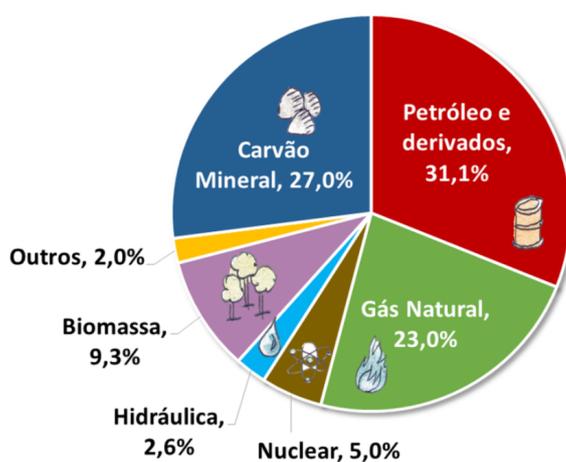


Figura 2.1: Matriz Energética Mundial 2019 (Fonte: IEA, 2021).

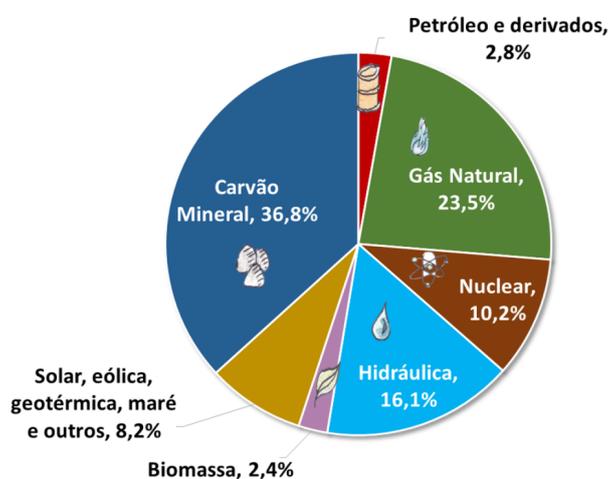


Figura 2.2: Matriz Elétrica Mundial 2019 (Fonte: IEA, 2021).

A nível nacional, quando observamos as Matrizes Energética e Elétrica Brasileira, essas possuem uma participação muito maior das fontes renováveis em sua composição quando comparadas com as matrizes mundiais (Figuras 2.3 e 2.4), sendo que a Matriz Energética contribui com 43% e a Matriz Elétrica contribui com 83% de participação de fontes renováveis (se incluído as hidrelétricas e a biomassa), sendo as hidrelétricas responsáveis por 65,2% de participação na matriz [7].

Apesar da grande participação de fontes renováveis nas matrizes do Brasil, a emissão de GEE devido à geração de energia ainda é muito grande, segundo dados do relatório síntese do BEN 2022 (Balanço Energético Nacional 2022) [8], em 2021 o total de emissões de CO_2 antrópicas devido a matriz energética do país chegou a 445,4 milhões de toneladas de CO_2 equivalentes, sendo que na geração de energia elétrica são emitidos 118,5 kg CO_2 equivalentes por mega-watt hora. Portanto, para que seja possível reduzir a zero as emissões de GEE até 2050, grandes mudanças na composição da matriz energética e elétrica se farão necessárias.

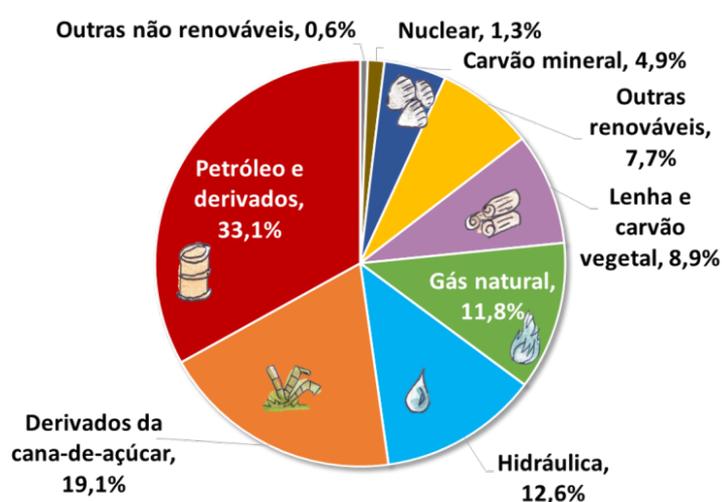


Figura 2.3: Matriz Energética Brasileira 2020 (Fonte: BEN, 2021).

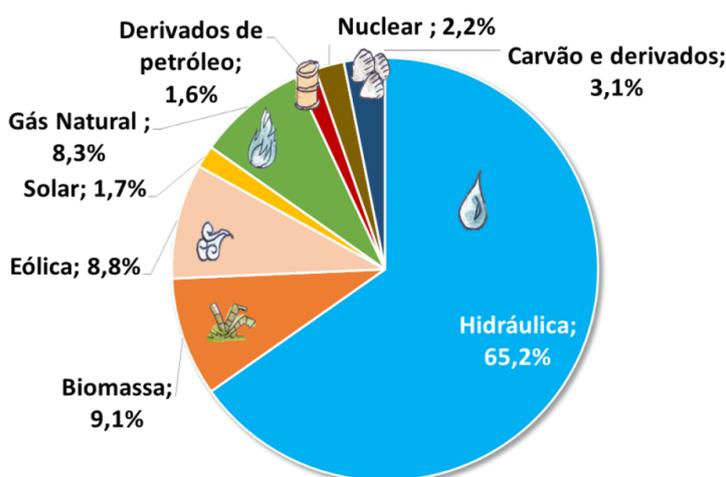


Figura 2.4: Matriz Elétrica Brasileira 2020 (Fonte: BEN, 2021).

2.2 CONSUMO ELÉTRICO BRASILEIRO PARA 2050

Ao longo dos 50 anos entre 1970 a 2020 a matriz elétrica brasileira sofreu algumas transformações, inclusive com a inserção de fontes como a eólica, solar e nuclear, e com o passar dos anos o consumo de energia elétrica sofreu aumentos praticamente lineares como mostrado na Figura 2.5, entretanto nos últimos registros do AEEE 2021 (Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021) [9] entre os anos de 2016 e 2020 o aumento do consumo de eletricidade ficou em torno de 3%, conforme pode ser observado na Tabela 2.1, não houve crescimento significativo do consumo de energia elétrica no país, o que não necessariamente significa que não ocorrerá o crescimento do consumo conforme o observado em um dos horizontes do PNE 2050 [4], mas que possa ocorrer uma expansão menor do que o previsto para o setor.

Tabela 2.1: Consumo por região geográfica e estado (*GWh/ano*) (Fonte: AEEE, 2021).

	2016	2017	2018	2019	2020	Δ% (2020/2019)	Part. % (2020)	
Brasil	461.780	467.161	474.820	482.226	475.648	-1,4	100,0	Brazil
Norte	34.265	34.510	32.433	33.045	34.670	4,9	7,3	North
Rondônia	2.944	3.067	3.153	3.248	3.388	4,3	0,7	Rondônia
Acre	1.014	1.074	979	1.081	1.103	2,0	0,2	Acre
Amazonas	5.991	5.852	5.966	6.142	6.208	1,1	1,3	Amazonas
Roraima	915	918	942	891	975	9,5	0,2	Roraima
Pará	20.109	20.293	18.030	18.192	19.525	7,3	4,1	Pará
Amapá	1.114	1.073	1.054	1.074	1.019	-5,2	0,2	Amapá
Tocantins	2.178	2.232	2.308	2.418	2.453	1,5	0,5	Tocantins
Nordeste	79.501	79.731	80.505	83.586	81.165	-2,9	17,1	Northeast
Maranhão	6.824	6.905	7.099	7.511	7.718	2,7	1,6	Maranhão
Piauí	3.381	3.481	3.408	3.664	3.699	1,0	0,8	Piauí
Ceará	11.914	11.424	11.265	12.280	11.948	-2,7	2,5	Ceará
Rio Grande do Norte	5.589	5.625	5.702	5.789	5.638	-2,6	1,2	Rio Grande do Norte
Paraíba	5.189	5.251	5.407	5.587	5.598	0,2	1,2	Paraíba
Alagoas	13.996	14.087	14.075	14.555	14.153	-2,8	3,0	Pernambuco
Pernambuco	4.881	4.960	4.709	4.576	3.948	-13,7	0,8	Alagoas
Sergipe	3.784	3.668	3.748	3.705	3.638	-1,8	0,8	Sergipe
Bahia	23.945	24.331	25.092	25.920	24.825	-4,2	5,2	Bahia
Sudeste	231.013	232.515	238.753	238.451	233.032	-2,3	49,0	Southeast
São Paulo	127.171	129.607	132.382	132.848	129.224	-2,7	27,2	São Paulo
Minas Gerais	54.102	54.240	56.472	55.896	55.776	-0,2	11,7	Minas Gerais
Espírito Santo	9.836	9.785	10.200	10.463	9.913	-5,3	2,1	Espírito Santo
Rio de Janeiro	39.903	38.882	39.699	39.244	38.119	-2,9	8,0	Rio de Janeiro
Sul	82.426	84.997	86.663	88.738	87.906	-0,9	18,5	South
Paraná	29.598	30.726	31.309	32.242	32.070	-0,5	6,7	Paraná
Santa Catarina	23.307	24.344	24.935	26.071	26.215	0,6	5,5	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	29.521	29.927	30.418	30.426	29.621	-2,6	6,2	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	34.574	35.408	36.466	38.406	38.874	1,2	8,2	Midwest
Mato Grosso do Sul	5.246	5.569	5.765	6.142	6.271	2,1	1,3	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso	8.028	8.575	8.842	9.458	9.800	3,6	2,1	Mato Grosso
Goias	14.790	15.053	15.639	16.490	16.634	0,9	3,5	Goias
Distrito Federal	6.511	6.210	6.220	6.315	6.170	-2,3	1,3	Distrito Federal

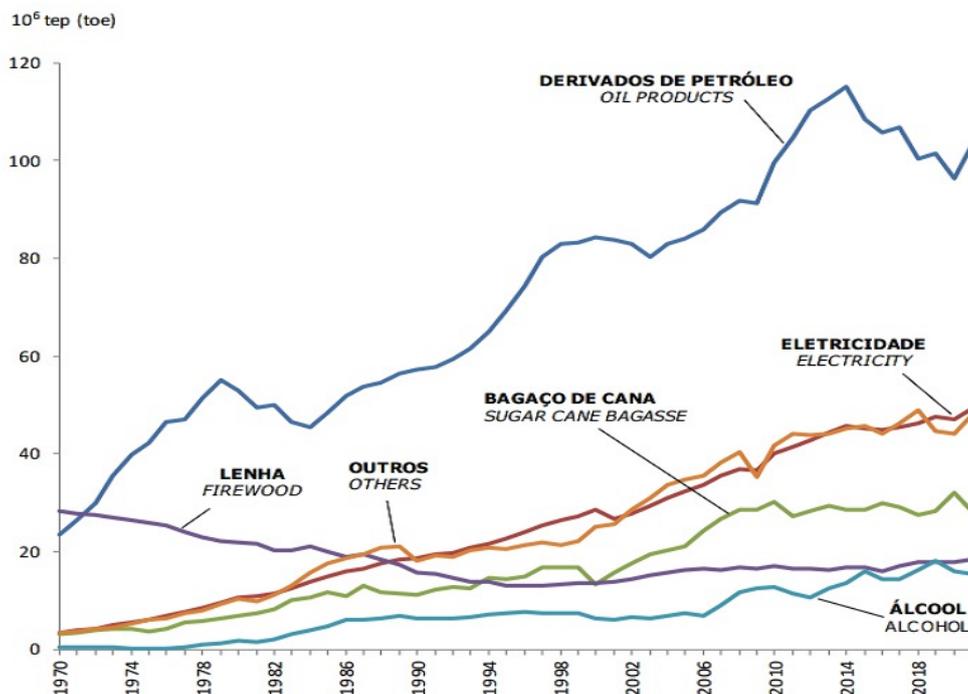


Figura 2.5: Consumo de vários setores da energia ao longo dos anos de 1970 até 2020 (note a curva do setor elétrico em vermelho) (Fonte: AEEE, 2021).

Segundo o PNE 2050 é estimado que o PIB (Produto Interno Bruto) tenha um crescimento médio de 3,1% ao ano e de 2,8% per capita, e com isso se espera que a demanda energética no Brasil irá aumentar ao longo desses 28 anos. Como o país também possui metas de interesse ambiental e de sustentabilidade deve-se estudar estratégias que possibilite alcançar todos esses interesses, por isso a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) elaborou o PNE 2050 que trata-se de estudos para criar estratégias governamentais de longo prazo para alcançar as estimativas de expansão do setor de energia. No PNE 2050 são considerados dois horizontes para o ano de 2050, um em que a matriz energética não sofre um crescimento muito significativo, o qual foi chamado de horizonte “Estagnação”, e o horizonte onde a matriz energética tem um aumento expressivo, chamado de “Desafio de Expansão”, nesse último ocorrem mudanças significativas na matriz energética, portanto o mesmo foi tomado como foco do PNE 2050, já que nesse cenário seria necessário ampliar e reforçar o setor energético, através de mudanças políticas, soluções inovadoras e investimentos a fim de garantir o fornecimento, segurança energética e esperado retorno dos investimentos, dando a devida atenção às questões sociais, ambientais e de sustentabilidade [4].

Esperando então um grande crescimento da matriz energética, parte dele refere-se ao setor elétrico, de acordo com o PNE 2050 estima-se que a matriz elétrica do país possa alcançar em torno de 3,3 vezes o consumo de 2015 no cenário “Desafio da Expansão” (Figura 2.6), o que corresponde a 241 mil MWh médios em 2050, com 5% desse total fornecido pela GD, sendo assim necessário expandir e reforçar todo o setor elétrico, pois surgirão desafios no sistemas de geração, transmissão e distribuição [4].

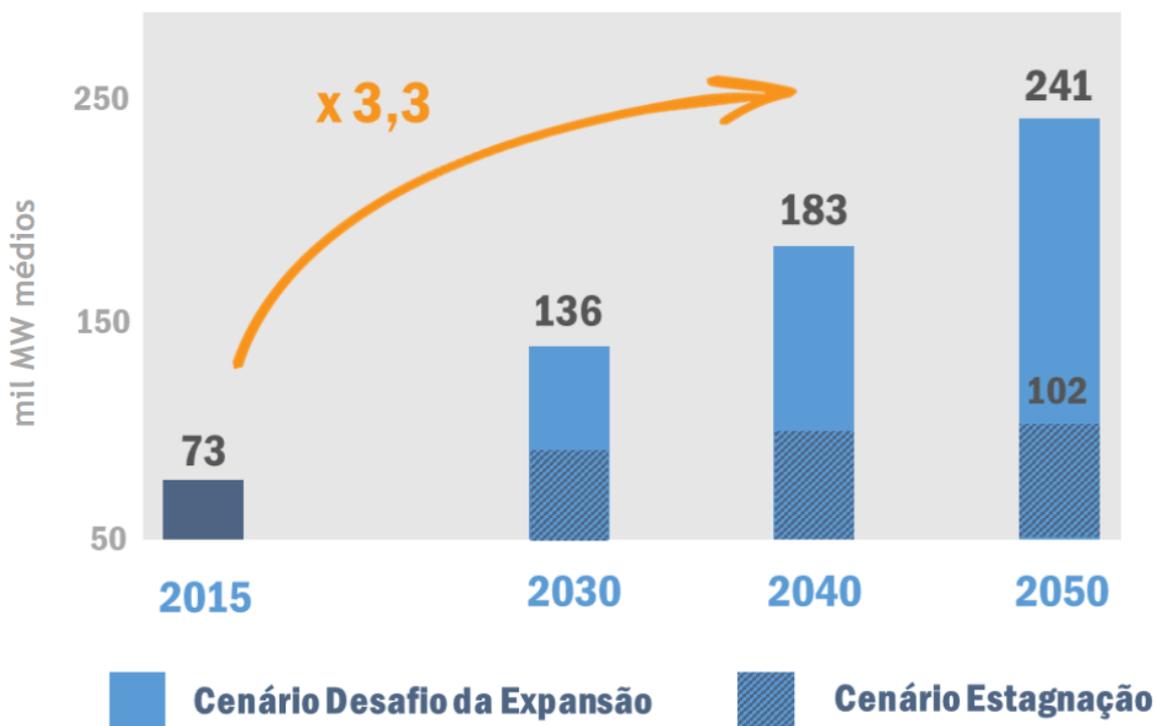


Figura 2.6: Possível Evolução do Consumo de Energia Elétrica (Fonte: PNE 2050, 2020).

Essa transição energética se dará em vários setores, tendo como um dos principais o de transportes, onde ocorrerá forte substituição de veículos a combustíveis fósseis por versões híbridas e elétricas, os biocombustíveis e as baterias terão grande relevância nessa transição. Levando em consideração o possível grande uso de baterias no setor de transportes, tal setor será um dos responsáveis pelo grande aumento do consumo de energia elétrica em 2050, além também do seu possível uso no setor de produção de eletricidade, principalmente para garantir a confiabilidade de sistemas de geração considerados não despacháveis.

Muitos aspectos em relação a esse crescimento podem impactar na forma como o mesmo se dará, pois varias situações como disponibilidade de recursos hídricos, aspectos socioambientais e fundiários na transmissão, inserção de fontes intermitentes, potencial hidrelétrico, mudanças climáticas e economia de baixo carbono, modificam as soluções e os tipos de sistemas que podem ser utilizados. Em relação aos recursos energéticos disponíveis, no que se refere aos recursos renováveis, equivalentes a 13 bilhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo), tem-se as UTE's (Usinas Termoelétricas) a biomassa, as UHE's (Usinas Hidroelétricas) fora de áreas protegidas, eólica onshore e offshore, as PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e a solar fotovoltaica, para esta última, considerando as regiões onde a irradiância solar global média diária é superior a $6,0 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$, sem contabilizar GD, excluindo áreas de conservação, preservação permanente, reserva legal, terras indígenas e quilombolas, vegetação nativa e áreas urbanas, com área superior a $0,5 \text{ km}^2$ e declive inferior a 3%, seria possível instalar 307 GWp de potência elétrica fotovoltaica (Figura 2.7) [4].

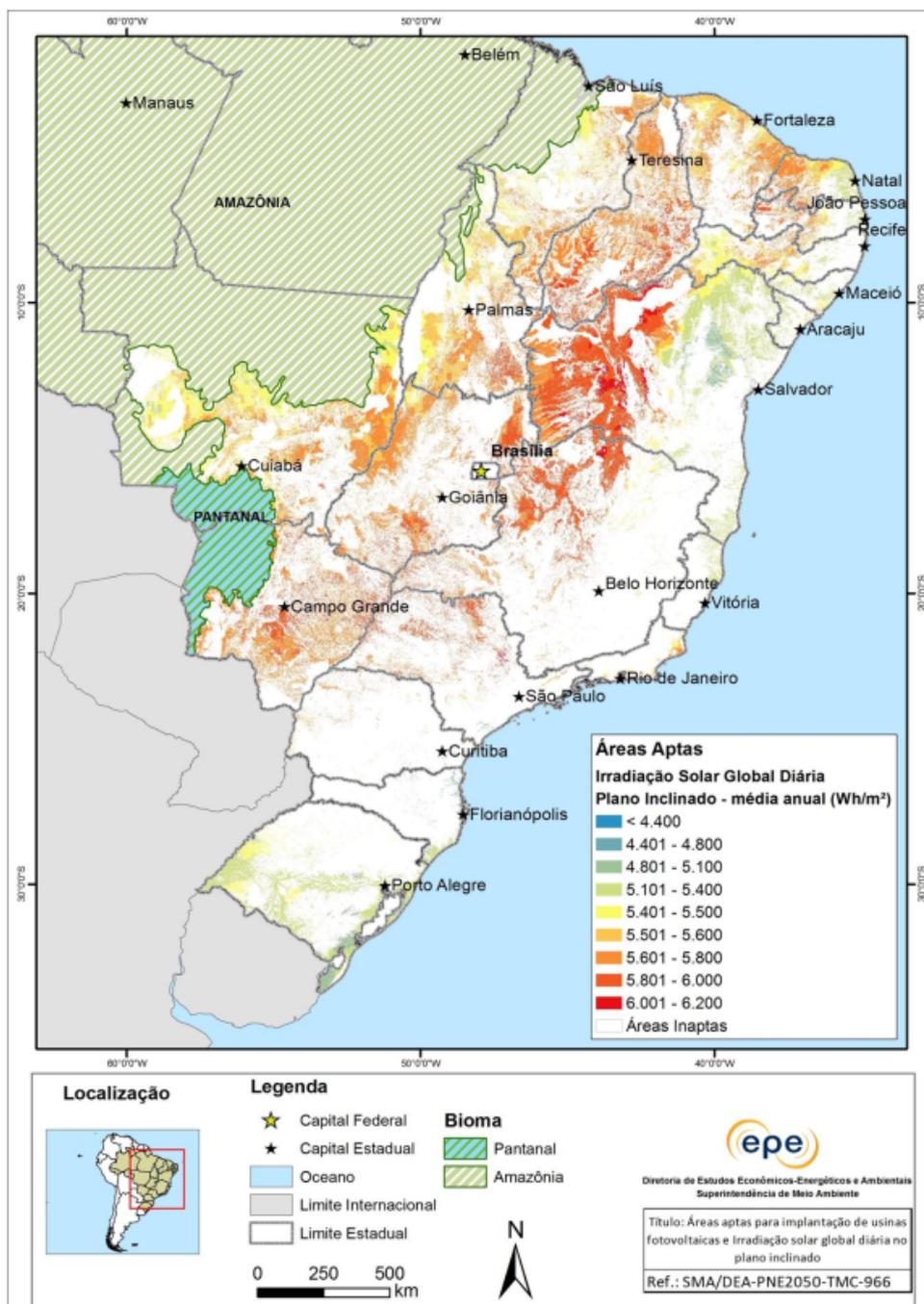


Figura 2.7: Áreas aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas (Fonte: PNE 2050, 2020).

Boa parte das fontes atuais para a produção de energia deverão ser substituídas por outras não emissoras de GEE, o que acabará tendo como base a eletrificação de várias áreas.

Para alcançar de forma eficiente as soluções para a possível expansão do setor energético do país em 2050 alguns pontos importantes devem ser considerados, sendo eles [4]:

- Segurança energética, pois é necessário garantir o adequado funcionamento do fornecimento de energia, apesar do fato de que o uso de fontes renováveis se fará necessário, muitas delas possuem o

problema da intermitência e dos ciclos sem geração e por isso dependem de um eficiente sistema de armazenamento para suprir os momentos de não produção;

- Retorno adequado dos investimentos, já que não adianta o uso de sistemas de produção de energia que possuam alto custo e gerem aumentos desnecessários na energia final que será fornecida;
- Disponibilidade de acesso a população, garantindo que todos tenham acesso a um fornecimento de energia adequado e de qualidade;
- Sustentabilidade, que é um dos maiores objetivos, já que hoje em dia as questões ambientais são um dos principais focos do setor energético.

Além dos pontos importantes que serão observados para que seja feita a adequada expansão do sistema energético, outros desafios também deverão ser amplamente analisados, como na transmissão e distribuição do setor elétrico, já que a inserção de fontes não despacháveis, a maior demanda por eletricidade e a mudança de comportamento de parte dos consumidores que também se tornarão fornecedores de energia elétrica acarreta na criação e expansão de sistemas de transmissão e distribuição com redes mais inteligentes e com um maior controle operacional já que os fluxos de energia passarão de unidirecionais para bidirecionais.

Muitas são as vantagens do uso de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica no país, sendo algumas delas:

- Não emissão de GEE no seu processo de operação, o que contribui nos compromissos nacionais de redução das emissões de gases poluentes;
- Ser uma tecnologia que permite uma variedade de escalas de diferentes proporções em seus projetos, tanto para os de escala centralizada quanto para os distribuídos;
- Estar em pleno desenvolvimento e melhoramento tecnológico;
- Possibilidade maior de proximidade entre geração e consumo, o que contribui para uma maior eficiência energética já que pela proximidade são reduzidas as perdas causadas pelas longas distâncias na transmissão.

Apesar de todas as vantagens no amplo uso de sistemas fotovoltaicos, o fato de que após o período de vida útil tanto dos módulos quanto de outros equipamentos utilizados nas usinas e também de baterias usadas como sistema de armazenamento de energia, gerariam grandes volumes de materiais a ser descartado, o que pode acarretar em poluição ambiental, por isso o envolvimento de órgãos ambientais e de instituições governamentais a fim de regulamentar o processo de descarte e reciclagem desses materiais é extremamente necessário para que a solução de um problema ambiental não volte a se tornar outro problema ambiental.

Um dos pontos a se observar quanto à possibilidade de expansão do setor elétrico é a disponibilidade dos recursos hídricos e a possibilidade e dificuldade de expansão do setor hidrelétrico ao longo dos anos até 2050, a maior parte dos recursos hídricos disponíveis encontram-se predominantemente em áreas de

alta sensibilidade socioambiental, principalmente na região Amazônica, o que pode acarretar um aumento ou diminuição do uso de outros recursos disponíveis, como o de fontes renováveis não despacháveis, como eólica e solar. Projeta-se então que o uso de fontes como solar e eólica farão grandes contribuições para alcançar metas de sustentabilidade e suprimento da demanda até os anos de 2050, estima-se que a capacidade instalada de potência de fontes fotovoltaicas em 2050 seja entre 27 a 90 *GWp* e entre 8 a 26 *GWp* de energia disponibilizada em 2050, sendo então responsável por 5% a 16% da capacidade instalada total do país, excluindo a parcela referente à GD (Figura 2.8). A contribuição das fontes solares na expansão do setor elétrico tende a se dar para os anos mais próximos a 2050, principalmente pelas possíveis restrições e dificuldades da expansão das hidrelétricas e de possíveis questões legais e climáticas, quanto mais restrições ocorrerem em relação à expansão do potencial hidrelétrico do país maior será a implantação do potencial fotovoltaico (Figura 2.9) [4].

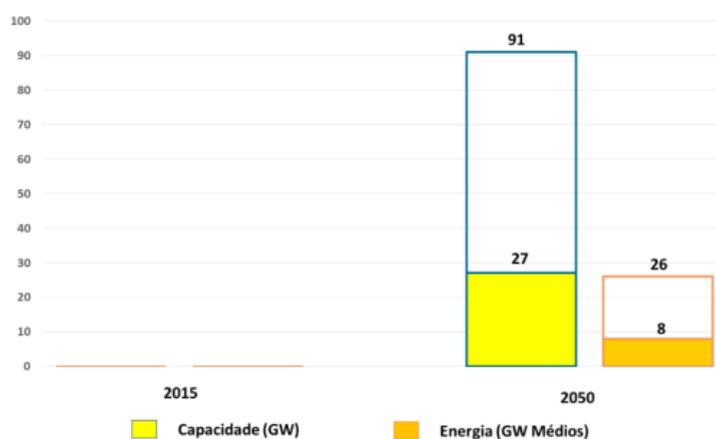


Figura 2.8: Evolução esperada da expansão centralizada de solar fotovoltaica no cenário Desafio da Expansão (Fonte: PNE 2050, 2020).

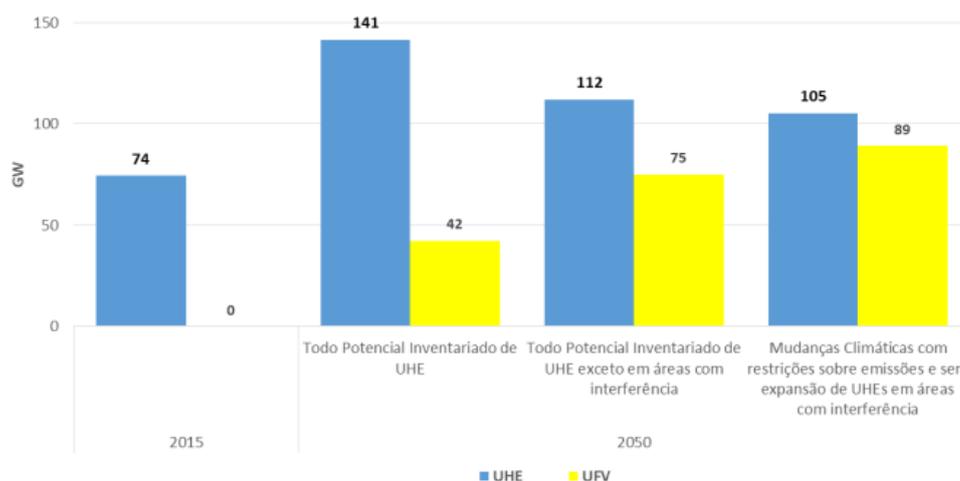


Figura 2.9: Expansão de solar fotovoltaica e UHE's a depender do uso do potencial hidrelétrico (Fonte: PNE 2050, 2020).

O Brasil é um país com território de proporções continentais, tendo em torno de $8.516.000 \text{ km}^2$ de área e um litoral em torno de 7.491 km de extensão [10], possuindo também seis tipos de biomas diferentes [11], o que proporciona uma gama de ambientes climáticos diferentes do qual se pode obter variadas fontes de recursos energéticos, tornando assim o país capaz de superar em muitas vezes o estimado em demanda de energia nos próximos 28 anos. Com isso é possível que em 2050 o Brasil possa passar de importador líquido de energia para ofertante líquido. No entanto, como o mundo busca uma relação de sustentabilidade com a produção de energia, é fato que o país deve buscar explorar ao máximo os recursos energéticos renováveis ao longo dos próximos anos caso pretenda manter a matriz energética entre 45 e 50% e a matriz elétrica entre 80 e 85% renováveis [4].

2.3 ENERGIA SOLAR E OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.3.1 Energia Solar

O Sol é a estrela mais próxima ao nosso planeta e a mesma é responsável por nos fornecer luz e calor necessários para a manutenção e existência da vida na Terra. A energia proveniente do Sol é a principal fonte de energia para a Terra, estimasse que a energia diária proveniente do Sol que chega à atmosfera do nosso planeta está na faixa dos 174 PWh (petawatts hora), sendo que desse total 54% chega até a superfície terrestre, o que corresponde à 94 PWh [12]. Essa energia chega através de luz e calor e é possível utilizar as suas duas formas para a geração de eletricidade. A energia obtida através da conversão direta da luz solar em energia elétrica é chamada de energia solar fotovoltaica, esse processo de conversão é chamado de efeito fotovoltaico, tal fenômeno foi descoberto em 1839 por Edmond Becquerel, onde o mesmo percebeu que surgia uma diferença de potencial entre os terminais de uma célula eletroquímica quando essa era exposta a luz. Hoje a geração de energia através de sistemas fotovoltaicos é amplamente explorada no mundo, sendo ela umas das formas de geração de energia elétrica considerada renovável, pois a energia proveniente do Sol é considerada inesgotável [12]. Inicialmente o uso da energia solar para conversão em energia elétrica era pouco utilizado, pois essa conversão através do efeito fotovoltaico tratava-se de uma tecnologia muito cara, sendo mais utilizada inicialmente no mercado de telecomunicações, devido ser boa fonte de energia para sistemas isolados, e em seguida tornando-se uma ótima solução para fornecimento de energia para equipamentos eletrônicos espaciais durante a chamada “corrida espacial”, entretanto em 1973 com a crise do petróleo, o interesse no uso da energia solar fotovoltaica em aplicações terrestre tornou-se cada vez mais amplo [12].

Uma forma de especificar a quantidade de energia solar em uma superfície é em termos de energia por unidade de área (Wh/m^2) que é denominada de irradiação solar, apesar de a energia solar chegar a toda superfície da Terra, ela não é igual em todas as regiões, sendo que em locais situados próximos a linha do equador a irradiação solar diária é muito maior do que em regiões mais próximas aos polos. Para projetos fotovoltaicos é necessário valores mínimos de irradiação solar entre 3 a $4 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$. Como o Brasil localiza-se quase centralizado na linha do equador o mesmo recebe grandes valores de irradiação solar média anual (Figura 2.10 e 2.11) [12].

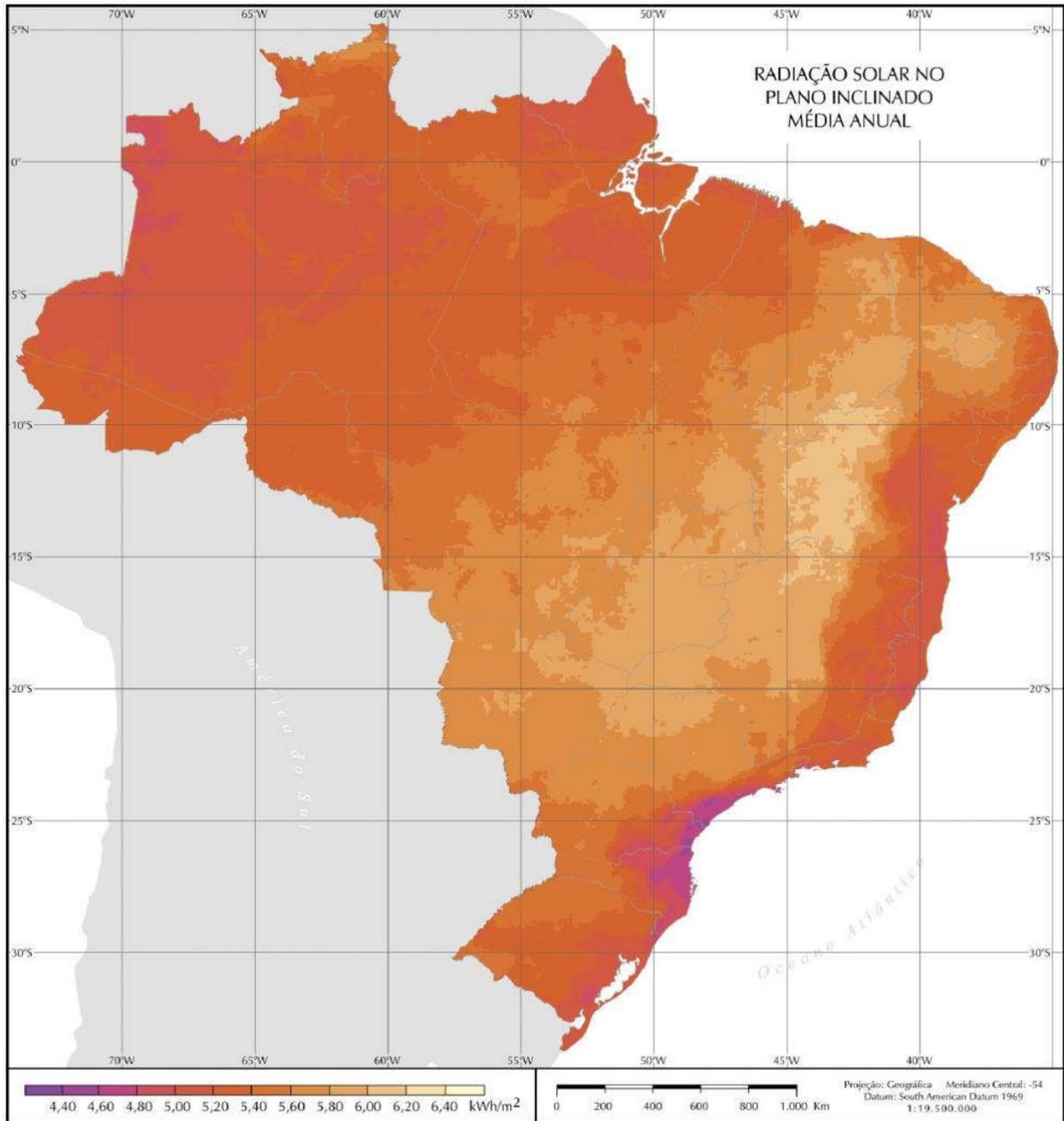


Figura 2.10: Irradiação solar pelo Brasil (Fonte CRESESB, 2014).

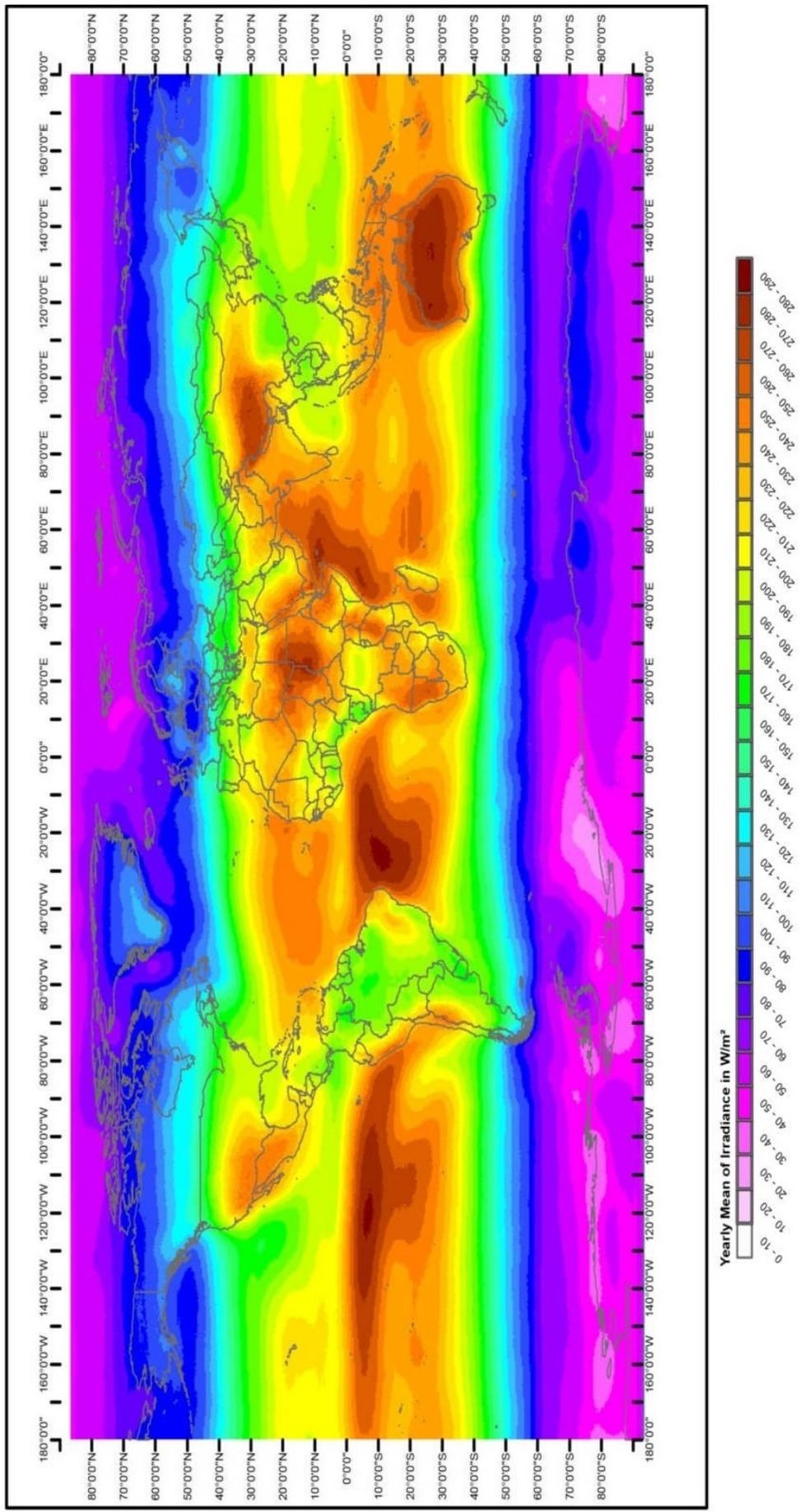


Figura 2.11: Irradiação solar pelo mundo (Fonte CRESESB, 2014).

A radiação que chega à Terra sofre desvios em sua trajetória devido a superfície terrestre e as relações geométricas entre a Terra e o Sol, por isso foram denominados ângulos para diferenciar as formas como os raios solares atingem a atmosfera terrestre (Figura 2.12), esses ângulos são muito importantes para poder se definir a quantidade de irradiação que atinge uma superfície e os mesmos são descritos a seguir [12, 13]:

- **Ângulo Zenital** (θ_z): ângulo formado entre a superfície vertical atingida e os raios solares;
- **Elevação** ou **Altura Solar** (α): ângulo formado entre os raios solares e a projeção do mesmo no plano horizontal, ou seja entre os raios solares e a superfície horizontal atingida. Ambos os ângulos Zenital e Altura Solar são complementos um do outro e sua soma resulta em 90° ;
- **Ângulo Azimutal do Sol** ou **azimute solar** (γ_s): ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte-sul no horizonte do observador, sendo adotado o Norte geográfico como 0° e tomando como ângulo positivo o deslocamento para o Leste e negativo para o Oeste, variando assim de -180° a 180° .
- **Ângulo Azimutal da superfície** (γ): ângulo entre a reta normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- **Ângulo de incidência** (θ): ângulo entre os raios do Sol e a reta normal à superfície de captação;
- **Ângulo de inclinação** (β): ângulo entre a superfície de captação e o plano horizontal, varia entre 0° e 90° ;
- **Ângulo Hora Angular** (ω): ângulo do deslocamento Leste-Oeste do meridiano do Sol em função do meridiano do local, cada hora angular corresponde a um deslocamento de 15° , tendo uma faixa de variação de -180° a 180° , sendo considerados os horários do período da manhã negativos, zero para meio dia e positivos para as horas da tarde.

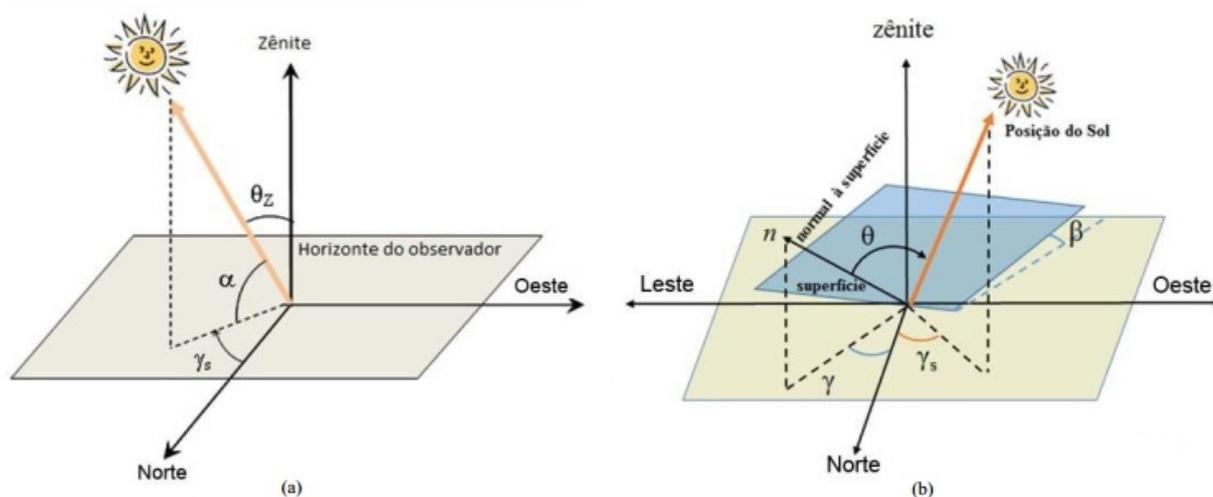


Figura 2.12: (a) Ilustração dos diversos ângulos que existem entre a posição do Sol e o plano horizontal e (b) de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano horizontal (Fonte: CRESESB, 2014).

A radiação solar que chega a uma superfície é dividida em três componentes, sendo elas a irradiância direta (G_D ou G_{DIR}), que é a radiação que vem diretamente da direção do Sol, podendo ela ser normal ou horizontal, a irradiância difusa (G_{DIF}), que é aquela refletida proveniente de todas as direções após ter sofrido espalhamento pela atmosfera terrestre, e a albedo (G_{ALB}) que é a irradiância refletida pelo ambiente ao redor e pelo solo quando a superfície captora está com alguma inclinação com relação à horizontal, essa última pode apresentar valores variados de irradiância a depender da superfície que a reflete. A soma dessas três componentes de radiação que chegam à superfície receptora é chamada de irradiância global ou irradiância total (G_{GLO} ou G_{TOT}) (Figura 2.13) [12, 13].

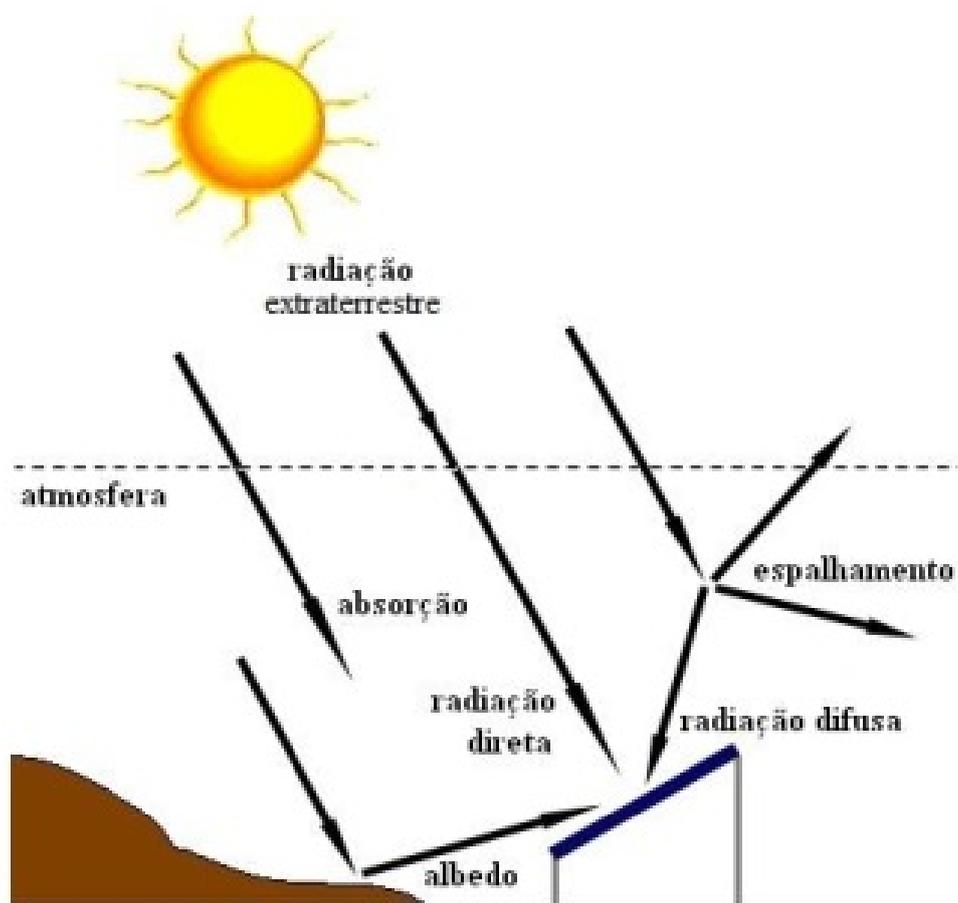


Figura 2.13: Ilustração das diversas radiações solares que podem chegar a uma superfície (Fonte: CRE-SESB, 2014).

Para a realização adequada de um projeto fotovoltaico os dados do recurso solar disponível são necessários para poder determinar a localização mais adequada para a instalação do sistema, o dimensionamento do gerador fotovoltaico, estimar a produção de energia em vários horizontes temporais e dimensionar o sistema de armazenamento quando esse se fizer necessário. A energia solar é a fonte que atualmente apresenta a maior contribuição em capacidade instalada no mundo, o que claramente se deve ao fato de que seus custos vêm caindo rapidamente nos últimos anos, do sistema possuir uma robustez de projetos com mais de 30 anos de operação, o melhoramento de sua eficiência de conversão e claramente a não emissão de GEE durante seu processo de operação [4].

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos é um conjunto de equipamentos eletricamente conectados com o intuito de geração de energia elétrica, geralmente compostos por um bloco gerador, que pode ser constituído pelos arranjos de módulos fotovoltaicos, estrutura de sustentação para os módulos e os cabos de conexão, um bloco de potência, que pode conter inversores, controlador de carga, conversores de corrente, seguidor de ponto de potência máxima (SPPM) e dispositivos de proteção, controle e supervisão, e um bloco de armazenamento que pode ser constituído por uma ou mais formas de armazenamento de energia [12].

Esses sistemas podem ser classificados como sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFVCR), que são aqueles que não possuem um sistema de armazenamento, portanto parte ou toda a energia que geram são entregues a carga que alimentam e o restante são injetados na rede de distribuição, sistemas fotovoltaicos isolados (SFVI), que são aqueles que não possuem conexão a rede de distribuição e geralmente possuem um sistema de armazenamento da energia gerada, e os sistemas híbridos que podem ou não ser conectados a rede de distribuição e possuem mais de um tipo de bloco gerador. Também existem outros sistemas fotovoltaicos voltados para outras atividades que não seja a geração e fornecimento de energia elétrica como os sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água (SFVB), onde seu uso é para bombear água em um reservatório para uso posterior ou o bombeamento para uso instantâneo [12].

2.3.3 Módulos fotovoltaicos e características elétricas das células fotovoltaicas

De acordo com a norma NBR10899, 2013 [13] um módulo fotovoltaico é definido como o conjunto de células fotovoltaicas conectadas eletricamente e encapsuladas tendo como intuito a geração de energia elétrica, as suas características elétricas de tensão, corrente e potência é determinada de acordo com o modo de sua construção e da associação feita em suas células fotovoltaicas. A representação simbólica adotada para representar um módulo fotovoltaico é mostrada na Figura 2.14.



Figura 2.14: Símbolo representativo de um módulo fotovoltaico (Fonte: NBR10899, 2013).

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo elétrico que ao ser exposto a luz é capaz de gerar energia elétrica em seus terminais, são geralmente fabricadas de silício e a junção de várias dessas células devidamente estruturadas em uma placa formam os chamados módulos fotovoltaicos [12]. A Figura 2.16 a seguir mostra uma representação de uma curva característica típica de uma célula fotovoltaica de c-Si (silício cristalino) (Figura 2.15). Tecnicamente a curva característica é a mesma curva $I \times V$ analisada nos testes dos módulos fotovoltaicos para se determinar as suas características elétricas. Para a realização dos testes nas células dos módulos fotovoltaicos usam-se as seguintes condições-padrão de ensaio (STC, do inglês Standard Test Conditions) como: temperatura da célula em 25°C , irradiância solar de 1000 W/m^2 e espectro solar AM 1,5. Com essas condições são feitos os vários testes de funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Além da curva $I \times V$ outra curva chamada de curva $P \times V$ também é usada para identificar em que ponto da tensão ocorre o valor máximo de potência, com isso é possível determinar quais são os valores de tensão (V_{MP}) e de corrente (I_{MP}) em que se alcança a máxima potência (P_{MP}) da célula ou módulo fotovoltaico [12].

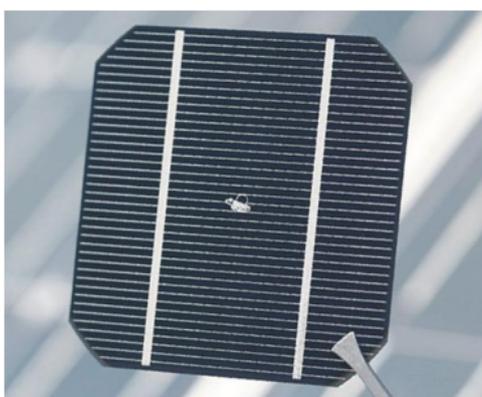


Figura 2.15: Célula fotovoltaica de c-Si (Fonte: CRESESB, 2014).

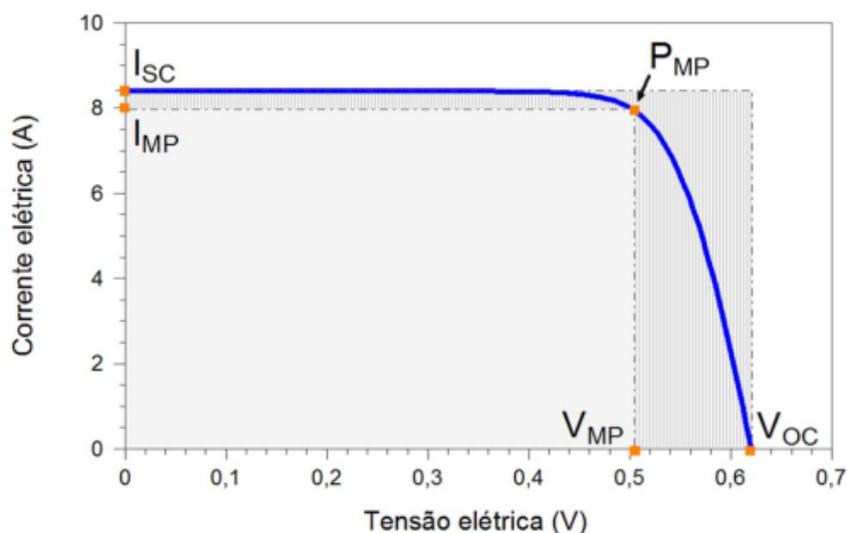
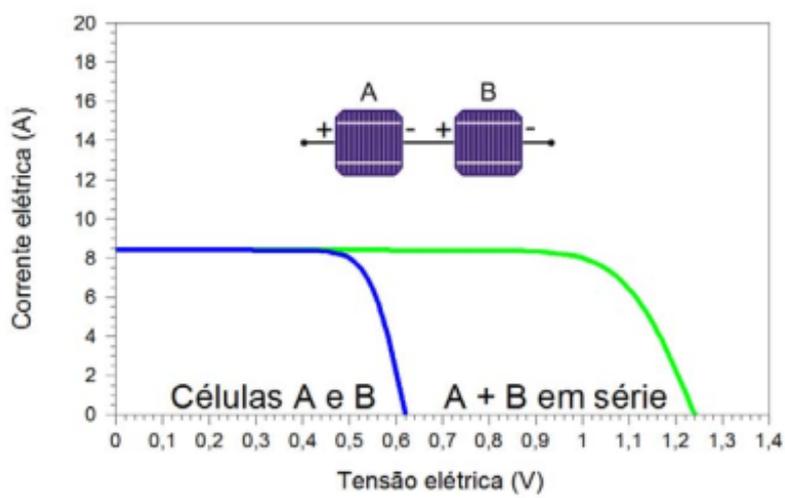
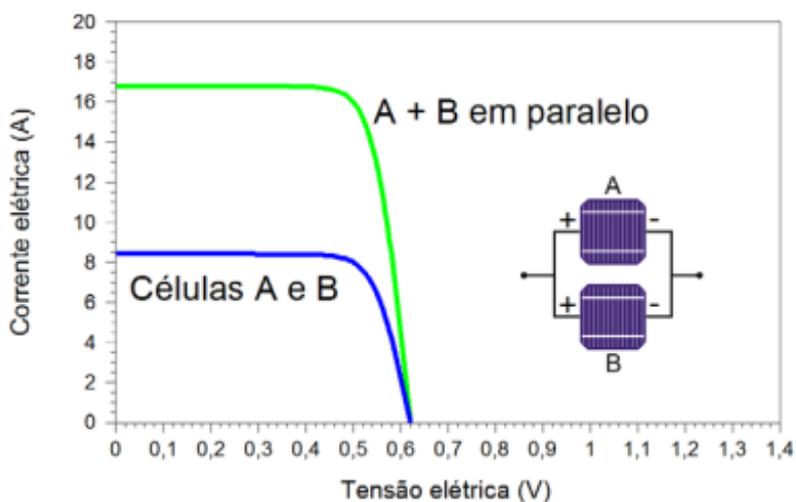


Figura 2.16: Representação de uma curva $I \times V$ característica típica de uma célula fotovoltaica de c-Si (Fonte: CRESESB, 2014).

Para se definir a tensão e a corrente de saída de um módulo fotovoltaico, faz-se a ligação elétrica de células em paralelo, para a definição da corrente, e a ligação elétrica de células em série, para a definição da tensão, essas duas grandezas são determinadas a partir da soma da corrente e/ou tensão de células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, como mostrado na Figura 2.17. Esse mesmo princípio pode ser aplicado para se obter maiores tensões e/ou correntes de sistemas fotovoltaicos, onde a associação em série dos módulos produz a soma de suas tensões e a associação em paralelo produz a soma de suas correntes, se os módulos estão todos sob as mesmas condições de temperatura e de irradiância e possuem as mesmas características elétricas, então as correntes e as tensões dos módulos são iguais, entretanto caso as correntes sejam diferentes ou os módulos não estejam sob as mesmas condições de temperatura e de irradiância, então a corrente elétrica de sua associação será limitada pela menor corrente no sistema [12].



(a)



(b)

Figura 2.17: Representação da associação (a) em série e (b) em paralelo de células fotovoltaicas para aumento de tensão e/ou corrente (Fonte; CRESESB, 2014).

Quando no escuro, uma célula fotovoltaica se comporta como um diodo semiconductor e devido a junção metal-semiconductor, malhas metálicas e regiões dopadas as mesmas apresentam uma resistência em série (R_S) e devido pontos de curto circuito da junção pn, apresenta uma resistência em paralelo (R_P), sendo assim uma célula fotovoltaica pode ser representada através do circuito mostrado na Figura 2.18 [12]. Essas resistências são umas das responsáveis pelas perdas resistivas na eficiência das células fotovoltaicas.

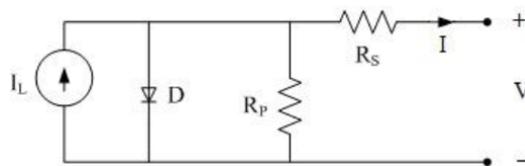


Figura 2.18: Circuito elétrico básico representando uma célula fotovoltaica (Fonte; CRESESB, 2014).

Quanto maior for a irradiância sobre uma célula ou módulo fotovoltaico, mantendo uma temperatura de 25° C, maior será a corrente fornecida pelo mesmo, onde a corrente I_{SC} (corrente de curto-circuito) pode ser relacionada com a irradiância segundo a equação 2.1 [12]:

$$I_{SC} = I_{SC}(STC) \times \frac{G}{1000} \quad (2.1)$$

Onde:

- $I_{SC}(STC)$ (A) é a corrente de curto-circuito nas condições padrões de ensaio;
- G (W/m^2) é a irradiância incidente sobre o módulo;

Essa corrente I_{SC} aumenta linearmente em função da irradiância incidente no módulo (Figura 2.19), entretanto com o aumento da irradiância incidente sobre os módulos, altera-se a temperatura ambiente e consequentemente a temperatura de operação das células fotovoltaicas, quando a influência da temperatura está presente a V_{OC} (tensão de saída de circuito aberto) dos módulos tende a diminuir com o aumento da temperatura, pois esse aumento diminui a eficiência das células fotovoltaicas (Figura 2.20) [12].

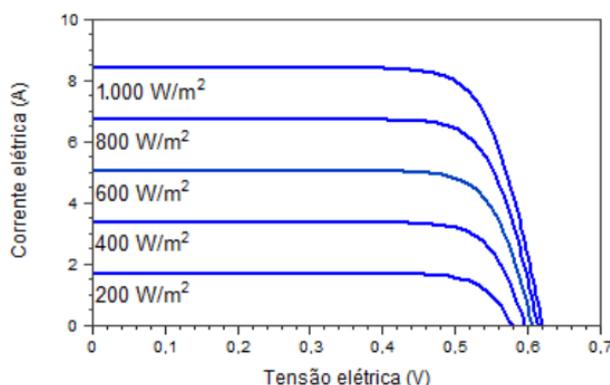


Figura 2.19: Curva mostrando a influência na corrente I_{SC} em função da irradiância incidente na célula fotovoltaica à temperatura ambiente de 25° C (Fonte; CRESESB, 2014).

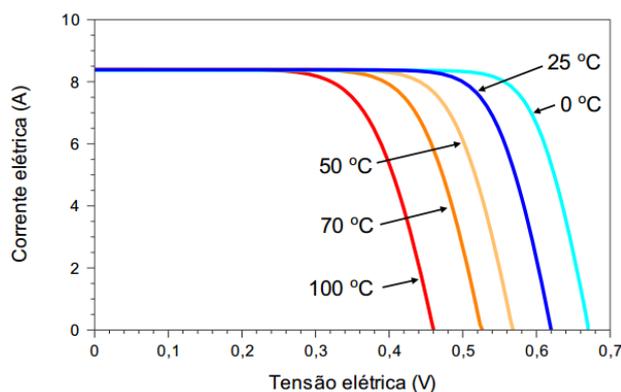


Figura 2.20: Curva mostrando a influência na tensão V_{OC} em função da temperatura na célula fotovoltaica à irradiância de 1000 W/m^2 e espectro AM de 1,5 (Fonte: CRESESB, 2014).

Assim como nas células fotovoltaicas, os efeitos da irradiância e da temperatura nos módulos são os mesmos. O coeficiente β (equação 2.2) que faz a relação da variação da tensão de circuito aberto (ΔV_{OC}) em relação à variação de temperatura (ΔT) e o coeficiente α (equação 2.3) que faz a relação da variação da corrente de curto-circuito (ΔI_{SC}) em relação à variação de temperatura (ΔT) nos módulos, são importantes para ajudar a determinar os possíveis valores de tensão e corrente que podem ocorrer na saídas dos módulos fotovoltaicos, esses dados são extremamente relevantes no dimensionamento da quantidade de módulos que um inversor é capaz de suportar, sendo assim é possível determinar os valores máximos e mínimos de V_{OC} e de I_{SC} na saída dos módulos através das equações 2.4 e 2.5 sabendo-se os valores de máxima e de mínima temperatura da região onde os módulos serão utilizados [12].

$$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \quad (2.2)$$

$$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \quad (2.3)$$

$$V_{OC}(T) = V_{OC} \times (1 + \beta \times (T - 25^\circ)) \quad (2.4)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC} + \alpha \times (T - 25^\circ) \quad (2.5)$$

Valores típicos, ou seja sob STC, para β são $-2,3 \text{ mV/célula.}^\circ\text{C}$ ou em porcentagem $-0,37\%/^\circ\text{C}$ para módulos de c-Si e $-2,8 \text{ mV/célula.}^\circ\text{C}$ ou em porcentagem $-0,32\%/^\circ\text{C}$ para módulos de a-Si (note que β é negativo), agora para o coeficiente α valores típicos são $+0,004 \text{ mA/cm}^2.^\circ\text{C}$ ou em porcentagem $+0,01\%/^\circ\text{C}$ para módulos de c-Si e $+0,013 \text{ mA/cm}^2.^\circ\text{C}$ ou em porcentagem $+0,1\%/^\circ\text{C}$ para módulos de a-Si (note que α é positivo), entretanto para realização de dimensionamentos de projetos, esses valores devem ser obtidos através dos dados dos fabricantes dos módulos a serem utilizados. Alguns fabricantes de módulos também fornecem valores de beta (β_{MP}) em relação à tensão de máxima potência (V_{MP}) dos módulos, sendo β_{MP} geralmente menor que β [12]. Com relação a efeito da temperatura na potência de saída dos módulos,

temos o coeficiente γ que faz essa relação através da equação 2.6, onde γ é negativo e o mesmo relaciona a variação da potência máxima ou potência de pico (P_{MP}) com a variação da temperatura. Valores típicos para γ são $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ para módulos de c-Si e $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ para módulos de a-Si [12].

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (2.6)$$

A potência máxima dos módulos pode ser obtida através da equação 2.7, onde γ pode ser aproximado pela relação mostrada na equação 2.8. Quando β_{MP} é muito maior que α , pode-se considerar a aproximação $\gamma = \beta_{MP}$. Quanto menor forem os coeficientes γ e β , menores são as perdas de potência dos módulos em função da temperatura [12].

$$P_{MP}(T) = V_{MP}(STC) \times I_{MP}(STC) \times (1 + (\alpha + \beta_{MP})) \times \Delta T \quad (2.7)$$

$$\gamma = \alpha + \beta_{MP} \quad (2.8)$$

A eficiência (η) dos módulos fotovoltaicos é obtida através da relação entre a irradiância solar (G) (STC), a potência elétrica máxima de saída (P_{MP}) e a área do módulo (A_{mod}), conforme mostrado na equação 2.9, sendo que o cálculo da eficiência das células segue esse mesmo princípio [12].

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{G \times A_{mod}} \times 100 \quad (2.9)$$

2.3.4 Sombreamento nos módulos

Como os módulos fotovoltaicos precisam ficar expostos ao Sol os mesmos estão sujeitos a sombreamentos que podem ser originados das nuvens, objetos próximos e sujeira, o que nem sempre vai cobrir com sombra toda a célula, módulo ou o conjunto de módulos que constituem um sistema de geração, por isso, parte das células dos módulos acabam por receber menos radiação solar que as demais, com isso a corrente elétrica nessas células diminuem e limitam toda a corrente de todo o conjunto em série, o que causa redução da potência de saída do sistema e também pode causar um fenômeno conhecido como hotspot (do inglês – ponto quente) devido à potência que não é entregue ao consumo ser dissipada em um único ponto do módulo ou em um módulo de um conjunto, isso causa muito calor nesse local podendo assim ocorrer fusão de polímeros e metais e rompimento do vidro que protege as células fotovoltaicas. Como todos os módulos estão sujeitos aos efeitos do sombreamento, os módulos são geralmente protegidos por diodos de desvio (by-pass), que dissipam a potência no conjunto de células sombreadas através de caminhos alternativos para a corrente causada por esse efeito [12].

2.3.5 Tipos de módulos fotovoltaicos [1]

Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados quanto ao tipo de material que o mesmo é feito ou até quanto ao seu modo de fabricação, a seguir é descrito os tipos de módulos mais comum comercialmente.

Módulos de silício

Os módulos fotovoltaicos de silício podem ser de silício amorfo, monocristalinos ou policristalinos, as células são associadas eletricamente em série e em paralelo e então encapsuladas para a formação dos módulos fotovoltaicos, cada módulo é composto por um conjunto de 36 a 216 células. Esses módulos fotovoltaicos geralmente são fabricados de forma a garantir prazos de 3 a 5 anos contra defeitos de fabricação, redução da potência de pico por volta de 0,5% a 1% ao ano, o que acarreta potência de pico de 90% por pelo menos 12 anos e de 80% por pelo menos 25 anos de operação, entretanto existem fabricantes que conseguem garantir uma redução menor da eficiência dos módulos ao longo dos 25 anos.

- **Módulos monocristalinos**

Os módulos monocristalinos são os módulos fabricados de silício na modalidade silício monocristalino (mono-Si), onde o processo de fabricação utiliza silício de alta pureza e suas células solares possuem cantos tipicamente arredondados, são feitos de um único cristal de silício ultrapuro por isso são mais eficientes que as células de silício policristalinos.

- **Módulos policristalinos**

Os módulos policristalinos são aqueles fabricados com células fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si) ou silício multicristalino (mc-Si), sua diferença em relação aos módulos monocristalinos é que suas células são fabricadas fundindo os cristais de silício em um único bloco o que causa a formação de múltiplos cristais, como não são feitos de silício ultrapuro os mesmos apresentam uma eficiência menor que o monocristalino. São os módulos mais usados na micro e minigeração, pois apresentam um custo menor que os módulos monocristalinos.

Módulos bifaciais

Os módulos bifaciais podem ser fabricados com os mesmos materiais que os citados nesse capítulo, a única diferença é que esses módulos possuem células fotovoltaicas nas duas faces e por isso podem gerar energia recebendo luz em qualquer uma de suas faces, graças a isso os mesmos ocupam uma área menor para ter uma potência maior que os módulos convencionais. Geralmente os mesmos são usados principalmente em usinas fotovoltaicas, pois assim permitem que haja a possibilidade dos mesmos receberem luz em suas duas faces.

Módulos half-cell

Os módulos half-cell (ou meia célula) são módulos que são fabricados com os mesmo materiais dos módulos de silício, entretanto a suas células fotovoltaicas são cortadas ao meio, isso aumenta a eficiência dos módulos, pois ajuda a diminuir os efeitos causados por sombreamento.

Módulos de filme-fino

Os módulos de filme-fino são assim chamados porque utilizam células fotovoltaicas extremamente finas, na faixa dos micrômetros (μm), sendo que essas células podem ser aplicadas a vários tipos de superfícies de vários formatos, podendo essas superfícies serem rígidas ou flexíveis, o que possibilita a aplicação desse tipo de célula diretamente em telhados, vidraças de edifícios e vários outros materiais, sendo assim

considerados ideais para projetos em que a arquitetura é relevante e em equipamentos portáteis. Os materiais mais usados na fabricação dessas células são silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Os módulos comerciais de a-Si:H, podem inicialmente apresentar potências reais de 115% a 130% acima da potência nominal (STC), por isso quando utilizados em sistemas fotovoltaicos os demais componentes da usina devem ser cuidadosamente dimensionados para que não ocorram avarias.

A Tabela 2.2 apresenta algumas das vantagens e desvantagens dos vários tipos de módulos fotovoltaicos [1, 12, 14, 15].

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens dos módulos fotovoltaicos (Fonte: O Autor, a partir de dados de vários sites da internet)

Tipo de Módulo	Vantagens	Desvantagens
Filme-fino	Podem inicialmente apresentar potências reais de 115% a 130% acima da potência nominal (STC). Podem ser utilizados em vários tipos de superfície, sendo elas rígidas, flexíveis, de tamanhos grandes ou portáteis. Mais baratos de fabricar. Aparência homogênea esteticamente bonita. Menores efeitos devido a sombreamento do que em módulos de c-Si. Altas temperaturas têm menos impacto sobre o desempenho do módulo.	Os melhores módulos de a-Si:H alcançam eficiências em torno de 10%. Menos eficiência por m ² o que aumenta o custo de instalação, mão-de-obra e cabeamento Raramente utilizados nos sistemas fotovoltaicos residenciais. Degradação mais rápida do que os módulos solares mono e policristalinos.
Monocristalino	Atualmente possuem a eficiência mais alta dentre as tecnologias comercialmente viáveis. Ocupam menos espaço, uma vez que estes módulos solares possuem uma eficiência maior. Tendem a funcionar melhor do que módulos solares policristalinos em condições de pouca luz. Vida útil maior que 30 anos e com garantia de 25 anos.	São mais caros. No processo Czochralski usado para produzir silício monocristalino uma quantidade significativa do silício não é aproveitada naquela célula e precisa ser reciclado.
Policristalino	A quantidade de silício residual na fabricação das células é menor que no do monocristalino. Um pouco mais baratos que os módulos monocristalinos. Vida útil maior que 30 anos e com garantia de 25 anos.	A eficiência de módulos solares policristalinos é tipicamente entre 14 e 20%. Menos Watts/hora por m ² que o monocristalino.
Bifacial	Podem oferecer aumento de eficiência de até 30% sobre os módulos convencionais.	Custo um pouco maior que os módulos convencionais.
Half-cell	Todo e qualquer efeito de sombra ou pontos quentes que afetam uma metade do módulo, não afetará a outra metade. Sua corrente é reduzida à metade, o que reduz as perdas resistivas à 25% do convencional, podendo, produzir um pouco mais de energia.	Tal como duplicamos o número de células, também duplicamos o número de soldas durante o processo de fabricação do módulo, o que aumenta as probabilidades da presença de Hot-Spots nas soldas.

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

As tecnologias de armazenamento de energia são umas das principais ferramentas para solucionar problemas temporais e geográficos relacionados à oferta e demanda de energia elétrica, o uso desses dispositivos faz-se necessário principalmente nos períodos em que a geração de energia é insuficiente para suprir a demanda de energia ou para suprir os ciclos em que não há produção (como durante a noite em SFV's). Hoje variados sistemas são capazes de assumir esse papel, sendo eles baterias, usinas hidrelétricas reversíveis, volantes de inércia, produção de hidrogênio, supercapacitores e outros, sendo que em especial as baterias oferecem outras vantagens em relação às outras formas de armazenamento como, facilidade na portabilidade, escalabilidade, instalação e velocidade de atuação, podendo ser aplicadas tanto na geração para compensar os efeitos da intermitência e sazonalidade de fontes não despacháveis, quanto na transmissão e distribuição, melhorando a gestão dos ativos da rede e fornecendo maior potência elétrica nos momentos de maior demanda, também são umas das melhores soluções para garantir a confiabilidade de sistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica [4].

Segundo o PNE 2050 [4], apesar de que vários sistemas de armazenamento de energia possam ser utilizados ao longo dos anos de expansão do setor elétrico, as baterias podem ser o sistema mais utilizado já que provavelmente serão as que terão maiores investimentos de pesquisa e desenvolvimento.

2.4.1 Tipos de sistemas de armazenamento para fornecimento de energia elétrica

Baterias químicas

As baterias são sistemas que armazenam energia elétrica através de processos eletroquímicos de seus componentes. Existem vários tipos de baterias que são construídas especificamente para a maneira e o lugar em que serão usadas, podendo ser tracionárias, que são destinadas para o setor de transportes como carros e ônibus, solares que são destinadas para sistemas fotovoltaicos, e estacionárias que são destinadas para locais onde as mesmas vão permanecer sem serem movimentadas para outros lugares ficando assim em regime de flutuação, sendo muito utilizadas em ambientes fechados, pois não liberam gases nocivos, dentre outras.

As baterias também possuem vários tipos a depender dos materiais que são construídas podendo ser de chumbo-carbono (Pb-C), chumbo-ácido (Pb-ácido), lítio íon (Li-ion), níquel-cádmio (NiCd), níquel hidreto metálico (NiMH) e outras, sendo até atualmente as baterias de chumbo-ácido as mais usadas em SFV's, devido o seu menor custo em relação às demais [12]. Quando uma bateria é escolhida para servir de sistema de armazenamento de energia elétrica, muitos fatores são relevantes na sua escolha como [14]:

- A quantidade de energia que a mesma é capaz de armazenar dado em Wh (watt-hora), sendo muitas vezes designada também como a capacidade de carga que é a quantidade de corrente que a mesma pode fornecer por hora (Ah), por exemplo, uma bateria de $200 Ah$ fornece $200 A$ por hora, ou $20 A$ em 10 horas ou até $4 A$ em 50 horas, isso irá depender da corrente exigida pela carga que a bateria alimenta;

- A profundidade de descarga (PD%) aceitável;
- O tempo de vida (relacionado ao número de ciclos de carga e descarga que a bateria suporta);
- A taxa de carga/descarga (Cn), que determina a velocidade com que as baterias podem ser carregadas ou descarregadas.

A capacidade de armazenamento de carga de uma bateria também é afetada pelo efeito da temperatura, por isso devem ser verificadas as condições de temperatura em que as baterias ficarão condicionadas, pois em temperaturas muito baixas pode ocorrer redução da capacidade de fornecimento de corrente, já em temperaturas muito elevadas, acima de 35 °C, a tensão de saída das baterias acaba reduzindo, podendo reduzir até $-5 \text{ mV}/^\circ\text{C}$. elemento, temperaturas baixas reduzem a sua capacidade de armazenamento já temperaturas maiores aumenta essa capacidade, mas causa perda de água do eletrólito e diminui os ciclos de vida útil, quanto maior o número de ciclos a uma determinada profundidade de descarga que uma bateria tiver maior é o seu tempo de vida útil, onde Profundidade de Descarga (PD%) (em inglês – Depth Of Discharge (DOD%)) é a quantidade de descarga, em porcentagem, que uma bateria é submetida a cada ciclo, tendo como referência o seu estado de plena carga, quanto maior for essa profundidade de descarga menor é o número de ciclos que a bateria terá de vida útil [12].

Em SFV's os ciclos de carga e descarga da bateria geralmente são diários por isso muitas vezes a quantidades de ciclos de uma bateria representa a quantidade de dias de vida útil. O fim da vida útil de uma bateria é dado como o momento em que a mesma só consegue fornecer 80% de sua carga nominal quando a mesma está totalmente carregada, que é o que geralmente ocorre principalmente com as baterias de chumbo-ácido [12].

A taxa de carga/descarga (denominada por C -rate, C/n ou Cn , onde n é o número de horas em que a mesma fica fornecendo/recebendo carga) a qual a mesma será submetida quando a mesma é carregada/descarregada. Para sistemas fotovoltaicos normalmente se usa uma taxa $C20$, entretanto deve-se levar em conta as horas em que o sistema fotovoltaico fica inoperante (ou seja, os períodos do ciclo noturno onde não há geração), quanto maior for o tempo de descarga que uma bateria fica sujeita, maior será a sua capacidade de carga, ou seja, maior é o fluxo de corrente que a mesma pode fornecer por hora. Quando variadas taxas de carga/descarga não forem fornecidas pelo fabricante é possível fazer algumas conversões da taxa de capacidade para outras taxas, como nos exemplos das equações 2.10 e 2.11 [12].

$$C20 = 1,1 \times C10 \quad (2.10)$$

$$C20 = 0,9 \times C100 \quad (2.11)$$

As Tabelas 2.3 e 2.4 a seguir compara alguns dados de diferentes tipos de baterias, dados esses que geralmente são verificados quando é feita a escolha da bateria a depender de como a mesma será utilizada.

Tabela 2.3: Custos da energia armazenada em alguns tipos de baterias (Fonte: O Autor, a partir de dados da internet)

Tipo bateria	Custo (R\$/kWh)
Chumbo-ácido	100,00 - 200,00
Níquel Cádmio	300,00 - 600,00
Níquel Hidreto Metálico	200,00 - 500,00
Lítio-íon	300,00 - 700,00

Tabela 2.4: Comparação entre dados técnicos dos vários tipos de baterias disponíveis no mercado (Fonte: CRESESB, 2014)

Tecnologia	Eletrólito	Densidade Energética [Wh/kg]	Densidade Energética [Wh/L]	Eficiência η_{wh} [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Temperatura de operação		Aplicações típicas (exemplos)
							Carga padrão [°C]	Descarga [°C]	
Chumbo ácido ⁷ (Pb-ácido)	H ₂ SO ₄	20–40	50–120	80–90	3–20	250–6000	-10 a +40	-15 a +50	Uso estacionário, tração, automotiva
Níquel-Cádmio (NiCd)	KOH	30–50	100–150	60–70	3–25	300–6000	-20 a +50	-45 a +50	Mesmo tipo de aplicações das baterias chumbo-ácido, ferramentas, veículos elétricos
Níquel-hidreto metálico (NiMH)	KOH	40–90	150–320	80–90	2–5	300–600	0 a +45	-20 a +60	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, veículos elétricos e híbridos, brinquedos
Íon de Lítio (Li-íon, Li-polímero)	Polímeros orgânicos	90–150	230–330	90–95	3–12	500–10000	0 a +40	-20 a +60	Notebooks, celulares, filmadoras, smart cards, veículos elétricos e híbridos
Bateria alcalina recarregável de Manganês (RAM) ⁸	KOH	70–100	200–300	75–90	~10	20–50	-10 a +60	-20 a +50	Produtos de consumo, brinquedos
Cloreto de Níquel e Sódio (NaNiCl)	β'' -Al ₂ O ₃	~100	~150	80–90	3–20	~4500	+270 a +300	+270 a +300	Veículos elétricos e híbridos (possíveis aplicações estacionárias)

Hidrelétricas reversíveis

As hidrelétricas reversíveis são aquelas que possuem um sistema de bombeamento de parte da água usada para a geração de energia novamente para o reservatório, armazenando assim energia potencial gravitacional para quando necessário gerar novamente energia elétrica, essa é mais uma alternativa de sistema de armazenamento para sistemas fotovoltaicos, pois utiliza a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (ou parte dessa energia) para alimentar as bombas que fazem o bombeamento da água de volta para o reservatório, sendo assim usando a água armazenada para gerar energia durante os períodos em que o sistema fotovoltaico fica inoperante, como os ciclos noturnos [16].

Volantes de inércia

Volantes de inercia são tecnologias que armazenam energia cinética para depois usar essa energia para gerar eletricidade, trata-se de volantes rotativos sustentados por rolamentos magnéticos operando no vácuo. Possuem alta capacidade de ciclagem, entretanto tem elevados custos de instalação e manutenção, são usados em processos que demandam grandes potências em curta duração de forma ininterrupta, por isso

são chamados de UPS (do inglês Uninterruptible Power Supply), portanto seu uso como armazenamento de energia precisa ser para fins adequados ao que o mesmo entrega [12].

Hidrogênio verde

Outra forma de armazenar energia para a geração de eletricidade é através do hidrogênio, que pode ser obtido através da eletrólise da água, que é um processo que ocorre quando dois eletrodos de polaridades diferentes, alimentados por uma fonte de energia elétrica são inseridos em um recipiente com água, assim a energia elétrica que passa entre eles separa o hidrogênio presente na água, esse hidrogênio pode então ser armazenado em células combustíveis que conseguem, através de um processo inverso da eletrólise da água, gerar eletricidade e água na forma de vapor. Quando a fonte de energia utilizada para a obtenção de hidrogênio é considerada limpa, como a fotovoltaica, então esse hidrogênio pode ser chamado de hidrogênio verde, sendo assim essa se torna mais uma forma de armazenamento de energia para SFV's, entretanto possui uma eficiência bastante baixa, já que demanda muita energia elétrica no processo de eletrólise [17].

Supercapacitores

O capacitor é um dispositivo eletrônico capaz de acumular cargas elétricas e quando carregado é capaz de fornecer a energia armazenada para uma carga em que o mesmo esteja conectado, já os supercapacitores (também chamados de ultracapacitor) são mais uma alternativa para o armazenamento de energia elétrica, eles são fabricados para poderem armazenar grandes quantidades de energia, podendo carregar e descarregar essa energia de forma mais rápida que as baterias. Possuem uma vida útil maior que a das baterias, pois aguentam mais ciclos de carga e descarga, por isso apresentam-se como uma solução de armazenamento de energia elétrica, podendo ser integrado às baterias tornando assim o sistema de armazenamento mais duradouro [18, 19].

2.5 CONTROLADORES DE CARGA

São dispositivos que fazem o controle de carga e descarga de baterias ou banco de baterias de sistemas que usam baterias como sistema de armazenamento, esses dispositivos controlam e gerenciam a quantidade de carga e de descarga que uma bateria ou banco de baterias necessita mantendo assim o sistema de armazenamento funcionando corretamente e evitando danos às baterias, aumentando assim a sua vida útil. Nos SFV's o controlador de carga é utilizado do lado CC da instalação, onde o mesmo drena parte da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos para o carregamento do sistema de baterias até que essas estejam em plena carga, o que faz o controlador interromper o fluxo de corrente do gerador para o banco de baterias e quando necessário fornece a energia armazenada no banco de baterias para a carga quando o sistema de geração está inoperante, além disso, tem a função de interromper a descarga da bateria quando essa chegar ao seu percentual de profundidade de descarga que foi determinado no projeto. Alguns modelos de controlador de carga também monitoram o funcionamento do SFV como tensão e corrente que alimentam a carga além de sensores de medição da temperatura no sistema de armazenamento [12].

Os parâmetros usados para o dimensionamento do controlador de carga a ser utilizado são as características elétricas dos módulos fotovoltaicos, da carga e das curvas características das baterias como de carga, descarga e quantidade de ciclos desejada. O mínimo necessário para se dimensionar o controlador

de carga é a partir da tensão de saída do sistema fotovoltaico e da maior corrente que será fornecida, seja ela a corrente para a carga (baterias) ou a corrente fornecida pelos módulos fotovoltaicos, sendo assim o controlador de carga deve suportar uma tensão e corrente maior que a máxima tensão e corrente em sua entrada. O valor da corrente máxima suportada pelo controlador de carga tem que ser maior que 1,25 vezes a corrente de curto-circuito (I_{SC}) do conjunto de módulos fotovoltaicos. Os controladores de carga podem ser do tipo PWM (Pulse Width Modulation) ou SPPM, sendo os de SPPM mais sofisticados e com eficiência entre 92% a 97% [12].

2.6 INVERSORES

Inversores são dispositivos eletrônicos que fazem a conversão de energia elétrica em corrente contínua (CC) recebida em sua entrada em energia elétrica em corrente alternada (CA) em sua saída, no caso de sistemas fotovoltaicos a energia elétrica CC na entrada do inversor pode ser fornecida pelos módulos fotovoltaicos ou pelo banco de baterias do sistema de armazenamento e a energia na saída do inversor deve ter a amplitude, frequência, conteúdo harmônico e nível de tensão adequado para as cargas que vão receber essa energia ou para a rede elétrica [12].

No mercado há vários tipos de inversores, mas os mesmos podem ser classificados basicamente como do tipo on-grid, off-grid e híbrido. Os inversores on-grids são os geralmente usados em SFVCR, pois são aqueles que injetam na rede a energia elétrica que foi convertida de CC para CA, geralmente esses inversores de potência até 5 kW são do tipo monofásico e os de potências maiores são trifásicos. Os inversores off-grid são os geralmente usados em SFVI, que são sistemas que fornecem a energia elétrica que foi convertida diretamente para a carga e/ou para um banco de baterias, não possuindo conexão com a rede elétrica. Já os inversores híbridos são aqueles que possuem funções para trabalhar de forma on-grid e off-grid, podendo assim fornecer parte da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos à rede enquanto carrega o banco de baterias do sistema de armazenamento, entregando assim para a carga ou para a rede essa energia armazenada quando se fizer necessário. A simbologia utilizada para representar um inversor pode ser vista na Figura 2.21 a seguir [12].

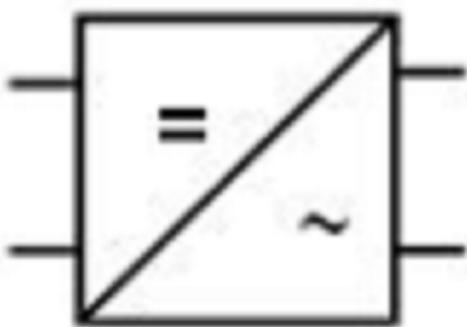


Figura 2.21: Símbolo representativo de um inversor (Fonte: CRESESB, 2014).

Os inversores ainda podem ter duas categorias sendo elas os inversores de baixa potência dentro da

faixa de dezenas de kWp e os de escala utilitária de faixas de centenas de kWp até MWp , onde esses últimos são geralmente utilizados em SFV's de grande porte como grandes UFV's. Atualmente tem-se no mercado inversores com altos valores de eficiência dentro de faixas de 90% a 99%. Os inversores ainda podem ser do tipo multistring, que são aqueles que possuem várias entradas SPPM aceitando assim strings de diferentes condições de irradiância e sombreamento, do tipo string que possuem apenas uma entrada SPPM e do tipo microinversor, que geralmente são aqueles que já vêm embutidos em alguns módulos do tipo CA [12].

Geralmente os inversores possuem faixas de tensão de entrada iguais a faixa de tensão de saída dos módulos fotovoltaicos, sendo elas de 12, 24 ou 48 V que também são as faixas de tensão das baterias usadas para armazenamento de energia, entretanto os inversores de escala utilitária possuem faixas de tensão de entrada maiores. Quanto a tensão de saída dos inversores geralmente os de potências até 100 kW operam com tensões de saída de 127 / 220 / 380 V, já os inversores de potências maiores podem possuir faixas de tensão de saída maiores que 380 V. As frequências de saída dos inversores estão geralmente nas faixas dos 50 Hz ou 60 Hz que são as frequências normalmente utilizadas em vários países, entretanto existem inversores com outros valores de frequência [12].

2.7 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Quando se deseja dar início a um sistema ou usina fotovoltaica é necessário seguir alguns passos e possuir algumas informações importantes para poder começar a dimensionar um sistema fotovoltaico de forma correta, primeiramente precisa-se saber qual aspecto que se deseja alcançar para poder iniciar o dimensionamento do sistema, podendo ser baseado na potência de pico que se deseja instalar, na área disponível para a instalação do sistema ou como ocorre na maioria das vezes na quantidade de energia que é demandada pelo consumidor. Tendo esses dados é necessário decidir se a usina será do tipo SFVCR ou SFVI, pois o dimensionamento do sistema vai depender da quantidade de energia que vai precisar ser armazenada ou entregue a rede a depender da quantidade de energia que se espera gerar com sistema. Para poder descrever os passos a serem seguidos no dimensionamento de um SFV, será projetado a seguir um sistema fotovoltaico do tipo SFVI com os módulos instalados no solo e usando como base de dimensionamento a quantidade de energia que é demandada pelo consumidor, entretanto a maior parte dos procedimentos adotados para o dimensionamento de SFVI se aplicam a SFVCR. Os seguintes dados são necessários para dar início ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico do tipo SFVI:

- Energia consumida (E_C), podendo ela ser diária, mensal ou anual, mas é necessário converter essas duas últimas para a diária;
- Eficiência do sistema de armazenamento de energia (η_{ARM});
- Irradiância global (G_{GLO}) média anual no plano inclinado no local da instalação;

A eficiência do sistema de armazenamento (η_{ARM}) é obtida através da multiplicação da eficiência de todos os equipamentos envolvidos nessa etapa do sistema, que geralmente são a **eficiência das baterias** (η_{bat}) e a **eficiência do controlador de carga** (η_{ctrl}) quando esse é utilizado, então o mesmo pode ser obtido a partir da equação 2.12 a seguir.

$$\eta_{ARM} = \eta_{ctrl} \times \eta_{bat} \quad (2.12)$$

Estimar a curva de consumo diário (Figura 2.22) e a curva diária média da irradiância global diária no plano horizontal (Figura 2.23) do local onde o sistema vai ser instalado ajuda na estimativa da quantidade de **energia demandada no ciclo sem produção** (E_N), que geralmente é o ciclo noturno.

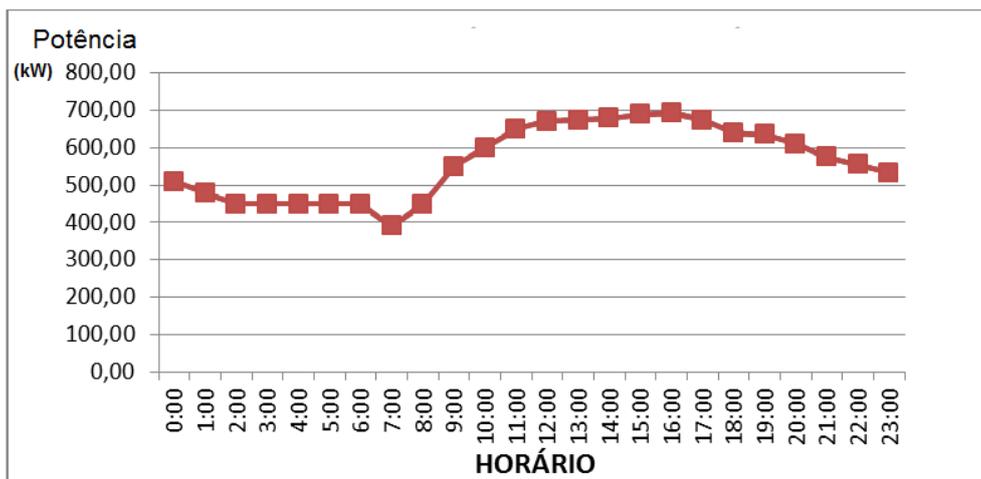


Figura 2.22: Exemplo de curva de consumo diário de um local que irá receber o SFV (Fonte: O autor).

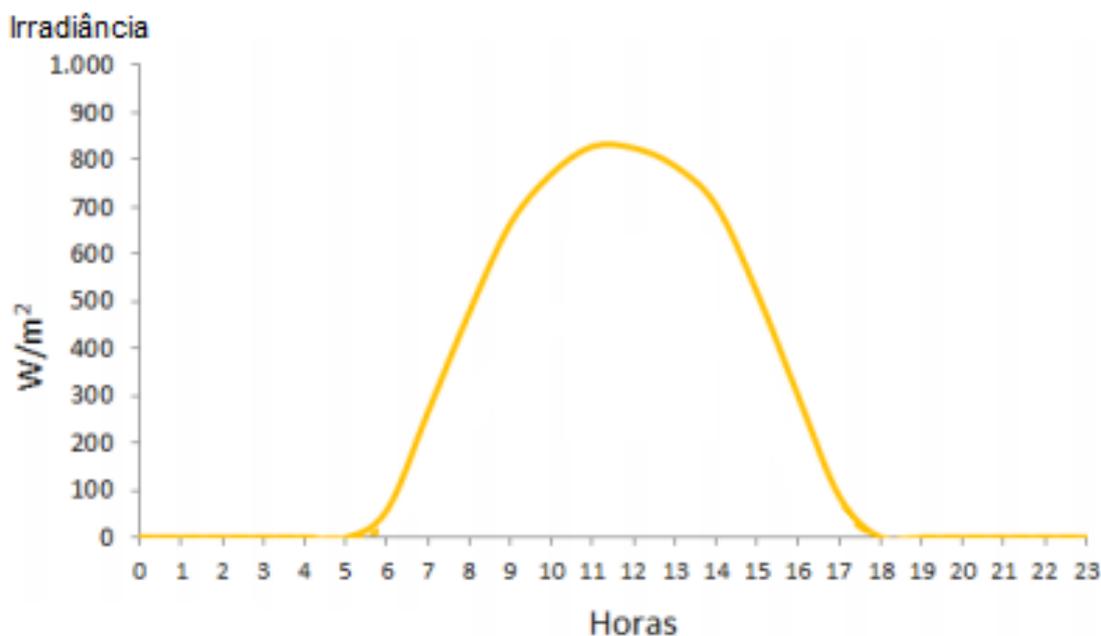


Figura 2.23: Exemplo de curva diária média da irradiância global diária no plano horizontal (Fonte: CRE-SESB, 2014).

Fazendo uma projeção da curva de irradiância global diária com a curva do consumo diário é possível determinar o intervalo de tempo em que o sistema está no ciclo de não geração e assim obter a energia demandada no ciclo sem produção (E_N), que observando a curva de irradiância global diária seria o período das 18 horas até às 6 horas do dia seguinte, o que totaliza 12 horas, que é o tempo de duração de um período noturno. Com esses dados pode-se obter a energia que precisa ser gerada para o sistema de armazenamento (E_{ARM}) através da equação 2.13.

$$E_{ARM} = \frac{E_N}{\eta_{ARM}} \quad (2.13)$$

Sendo assim a **energia diária demandada para a geração** (E_D) pode ser obtida através da equação 2.14.

$$E_D = E_C - E_N + E_{ARM} \quad (2.14)$$

Onde a E_C pode ser obtida através da energia consumida mensalmente ($E_C(mensal)$) (equação 2.15), ou anualmente ($E_C(anual)$) (equação 2.16).

$$E_C = \frac{E_C(mensal)}{30} \quad (2.15)$$

$$E_C = \frac{E_C(anual)}{365} \quad (2.16)$$

Ainda através dos dados da **irradiância global média** (G_{GLO}), pode-se obter as **Horas de Sol Pleno** (HSP) (equação 2.17), que é uma grandeza que reflete a quantidade de horas diária em que a irradiância solar permanece constante e igual a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Outro dado importante é considerar um valor de fator de desempenho do sistema, mais conhecido como **Performance Rate** (PR), que é uma estimativa da eficiência dos módulos solares considerando as possíveis perdas que esse tipo de sistema tem, como sujeira, sombreamento, perdas ôhmicas e outros tipos de perdas, geralmente de acordo com CRESESB, 2014 [12] se considera uma PR de 80%, que é um valor próximo ao que ocorre na prática para SFV's.

$$HSP = \frac{G_{GLO}}{1 \text{ kW}/\text{m}^2} \quad (2.17)$$

Levando em conta essas considerações é possível calcular a potência total de módulos fotovoltaicos que deve ser instalada (PT_{mod}) no sistema segundo a equação 2.18.

$$PT_{mod} = \frac{E_D}{HSP \times PR} \quad (2.18)$$

Tendo o valor da potência total a ser instalada é possível obter a quantidade de módulos (Qtd_{mod}) que será necessária através da equação 2.19, para isso é necessário fazer a escolha do módulo a ser usado e obter a sua potência nominal (P_{mod}). Caso a equação resulte em um valor não inteiro de módulos o que pode ser feito é a troca dos módulos por outros de potência que se adequem melhor ou arredondar a quantidade de módulos para o próximo valor inteiro maior que o encontrado na equação.

$$Qtd_{mod} = \frac{PT_{mod}}{P_{mod}} \quad (2.19)$$

Após determinar a quantidade de módulos a ser usada é necessário fazer a escolha do inversor a ser utilizado, como o sistema trata-se do tipo SFVI o inversor deve ser do tipo off grid e sua escolha deve ser baseada na potência de saída do inversor ($PT_{saída}$). Para se determinar a $PT_{saída}$ do inversor deve-se levar em conta um **Fator de Dimensionamento do Inversor** (FDI), a maioria dos inversores suportam em sua entrada uma potência maior que a nominal, pois a maioria dos módulos fotovoltaicos quase nunca estão sob condições favoráveis a sua operação em condições nominais devido esses sistemas estarem condicionados às perdas citadas anteriormente e por isso é permitido que a potência dos módulos esteja sobredimensionada em relação a potência do inversor numa faixa de FDI indicado pelo fabricante do inversor ou como geralmente é usado um FDI entre 75% e 85% de subdimensionamento do inversor, desde que sejam observadas as tensões e correntes nominais de entrada do mesmo, mas há inversores que permitem até FDI de 50% [12]. Assim sendo a potência de saída do inversor pode ser obtida através da equação 2.20.

$$PT_{saída} = FDI \times PT_{mod} \quad (2.20)$$

Para ser feita a escolha do inversor é necessário observar os seguintes dados:

- Corrente máxima de entrada;
- Tensão máxima de entrada ou faixa de tensão do SPPM;
- Eficiência do inversor;
- Sobredimensionamento máximo;
- Tensão, corrente e frequência de saída.

Esses dados são extremamente necessários para o correto dimensionamento a que se segue. Tomando como exemplo inversor do tipo SPPM, a faixa de tensão e de corrente de saída dos módulos deve estar dentro da faixa de entrada de tensão (V_{SPPM}) e corrente (I_{SPPM}) da entrada SPPM do inversor, incluindo os valores máximos e mínimos estimados de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e de corrente de curto-circuito (I_{SC}) para os valores máximos e mínimos de temperatura que são registrados anualmente no local onde o sistema será instalado. Para se obter esses resultados de tensão e corrente são necessários os valores dos coeficientes β e α do módulo usado e utilizar as equações 2.4 e 2.5 da subseção 2.3.3.

A partir dos valores obtidos com esses cálculos pode-se determinar como ficarão dispostos os módulos fotovoltaicos, ou seja, a sua associação em série (strings) e em paralelo (arrays) para que estejam dentro da faixa aceitável de valores máximos e mínimos das entradas do inversor. Com esses dados é possível obter a quantidade máxima e mínima de módulos que podem ser associados em série ($Qtd_{PVstrings}$) (equação 2.21) e em paralelo ($Qtd_{PVarrays}$) (equação 2.22).

$$\frac{V_{SPPMmin}}{V_{OC}(T_{max})} < Qtd_{PVstrings} < \frac{V_{SPPMmax}}{V_{OC}(T_{min})} \quad (2.21)$$

$$Qtd_{PVarrays} < \frac{I_{SPPMmax}}{I_{SC}(T_{max})} \quad (2.22)$$

Caso a quantidade de módulos não permita uma única combinação de módulos em série e em paralelo é possível com o uso de inversores com mais de uma entrada SPPM, ou seja do tipo multistring, fazer outras combinações de módulos de acordo com a quantidade de entradas SPPM diferentes que o inversor disponibilizar, graças a isso é possível colocar em um mesmo sistema, módulos fotovoltaicos em orientações e inclinações diferentes.

Até aqui boa parte da usina já foi dimensionada, agora é necessário fazer a escolha do controlador de carga que será encarregado de controlar o estado de carga do sistema de armazenamento, que nesse caso é um banco de baterias. Também é necessário fazer a escolha da bateria a ser utilizada no sistema de armazenamento. O mais recomendado em relação a escolha da bateria é utilizar baterias fabricadas especificamente para sistemas fotovoltaicos já que as mesmas são fabricadas para funcionar de acordo com os ciclos de não produção desse tipo de sistema. Ainda em relação às baterias os dados relevantes para fazer o dimensionamento do banco de baterias são:

- Taxa de carga/descarga da bateria (C_n);
- Tensão (V_{bat});
- Capacidade de carga (C_{bat});
- Curva profundidade de descarga x quantidade de ciclos da bateria;

Analisando a curva profundidade de descarga x quantidade de ciclos da bateria é possível determinar a PD que se deseja utilizar no banco de baterias, essa característica influencia na quantidade de ciclos da vida útil da bateria então deve ser escolhida aquela que for mais adequada para o sistema que está sendo dimensionado. Também deve-se atentar para a taxa de descarga da bateria (C_n), pois ela influencia diretamente a capacidade de carga (C_{bat}), geralmente essa taxa deve ser igual ao número de horas que a bateria fica sendo descarregada, mas caso não haja essa informação exata podem ser considerados outros valores como $C20$ ou $C10$, que seja mais adequado para o tempo de descarga em que a bateria estará condicionada.

O primeiro passo é calcular a quantidade de energia que precisa ser armazenada no banco de baterias (E_{ABB}), e isso é dado pela equação 2.23.

$$E_{ABB} = \frac{E_{ARM} \times N}{PD} \quad (2.23)$$

Onde N é a quantidades de dias de autonomia do banco, ou seja a quantidade máxima de dias que se deseja que o banco de baterias consiga suprir energia sem ser recarregada, sendo que esse critério fica por decisão de quem faz o projeto e para o que o mesmo se destina, sendo recomendado valores a partir de 2 dias de autonomia, mas a depender da região, se a mesma for uma localidade que há longos períodos chuvosos essa autonomia deve ser maior. É importante ressaltar que quanto maior é essa autonomia maior é o número de baterias a serem utilizadas.

Para se definir qual vai ser a tensão do banco de baterias (V_{banco}) é necessário fazer a associação em série das baterias, essa tensão deve estar dentro da faixa de tensão suportada pelo controlador de carga e o controlador deve ser capaz de suportar 1,25 vezes a maior corrente no sistema, sendo ela a que vem dos módulos ou a que é entregue a carga, caso a corrente encontrada seja maior que a suportada pelo controlador então será necessário fazer a associação em paralelo de mais de um controlador ou a troca por um que tenha valores maiores de suas especificações técnicas. Enfim, a depender da tensão escolhida para o banco de baterias, pode-se definir o número de baterias do banco que devem ser associadas em série (NBS) através da equação 2.24. Pode-se também calcular a capacidade de armazenamento do banco de baterias através da equação 2.25.

$$NBS = \frac{V_{banco}}{V_{bateria}} \quad (2.24)$$

$$C_{banco} = \frac{E_{ABB}}{V_{banco}} \quad (2.25)$$

A partir do resultado da equação 2.25 pode-se calcular o número de baterias associadas em paralelo (NBP) do banco de baterias, que é dado pela equação 2.26.

$$NBP = \frac{C_{banco}}{C_{bat}} \quad (2.26)$$

Sendo assim chega-se a seguinte quantidade de baterias no banco de baterias (NTB_{banco}) (equação 2.27).

$$NTB_{banco} = NBP \times NBS \quad (2.27)$$

Caso os resultados das equações 2.24 e 2.26 não sejam exatos deve-se arredondar o valor de NBS para o próximo valor inteiro mais baixo e de NBP para o próximo valor inteiro mais alto, para que assim a tensão do banco não fique sobredimensionada em relação à tensão de entrada do controlador de carga e que o banco permaneça sendo capaz de armazenar a energia definida no projeto. Com isso o dimensionamento de todo esse sistema fotovoltaico está feito. É interessante montar um diagrama unifilar do sistema projetado e uma tabela com o total de todos os itens a serem utilizados.

Existem ainda outras formas de dimensionar um sistema fotovoltaico, entretanto esse acima descrito é uma das formas mais usuais, para outros tipos de sistemas é possível pesquisar a literatura disponível.

2.8 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD inclui [20]:

- Co-geradores;

- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processos;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- SFV's de baixa tensão;
- PCH's.

A ampliação de sistemas de geração distribuída de energia elétrica está cada vez mais acessível e utilizada, através de mini e microgeração distribuída (MMGD), principalmente através do uso de SFV's de baixa tensão, o que contribui para reduzir perdas de energia, aliviar a carga nas redes de transmissão e distribuição, permitir o acesso à energia elétrica renovável a consumidores localizados em regiões remotas, dentre outros benefícios, por isso uma maior participação desses sistemas ao longo dos anos até 2050 contribuiria na parcela de participação de fontes renováveis da matriz elétrica do país.

Nas perspectivas do PNE 2050, com a aplicação de uma tarifa binômica para novos empreendimentos MMGD, contando com o aumento das rendas familiares e da diminuição dos custos dessa tecnologia, a parcela de GD alcançaria um valor entre 4% a 6% da carga total instalada, podendo alcançar 28 *GWp* a 50 *GWp* [4]. Os sistemas fotovoltaicos tem maior peso de participação para contribuir no aumento da MMGD, entretanto outros sistemas como a eólica, termelétrica a biomassa e hidrelétrica nos formatos de autoconsumo e geração compartilhada apresentam custos menores e podem alcançar contribuições maiores, diminuindo a parcela das fotovoltaicas no horizonte de crescimento em 2050 (Figura 2.24).

Segundo dados da ANEEL [6] até dezembro de 2022 no Brasil já havia sido instalada uma potência de 15,87 *GWp* em GD através de geração fotovoltaica, sendo só no ano de 2022 instalado 6,35 *GWp*.

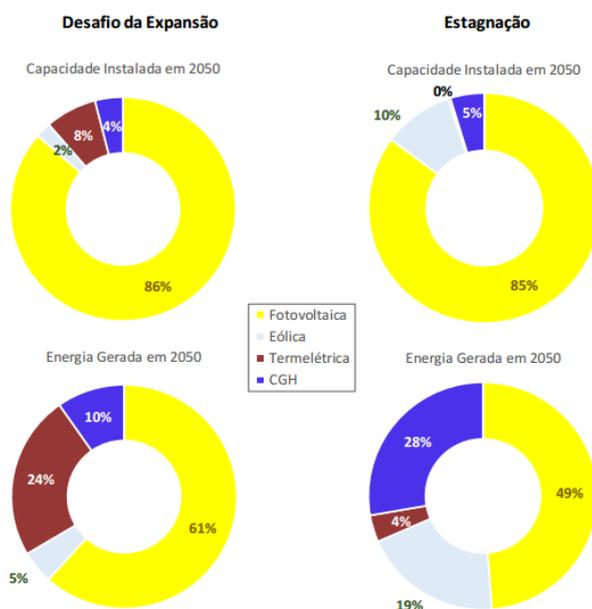


Figura 2.24: Possível Matriz MMGD do Brasil para 2050 nos dois cenários avaliados pelo PNE 2050 (Fonte: PNE 2050, 2020).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão descritas as premissas e metodologias para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico que seja capaz de suprir o consumo atual de energia elétrica diária do Distrito Federal nos dias atuais, com o intuito de mostrar que com o uso de fontes solares para geração de energia elétrica o Brasil tem a capacidade de alcançar uma matriz elétrica 100% renovável em sua capital. Serão apresentados dados e informações dos equipamentos usados como referência para o desenvolvimento dos requisitos para o sistema de geração e para o sistema de armazenamento de energia, de considerações baseadas nas referências explicitadas no capítulo 2, adotadas para que o dimensionamento do sistema seja realizado o mais preciso no que diz respeito aos parâmetros mais essenciais.

Apresentar dados de softwares utilizados para a simulação do sistema desenvolvido a fim de verificar o funcionamento do sistema dentro das características que se observou alcançar. E por fim definir qual os objetivos almejavéis dentro do horizonte de tempo atual e do horizonte temporal existente até o ano de 2050, o qual é marco para alcance das metas ambientais abordadas no programa Net Zero 2050 [3] e do consumo estimado no PNE 2050 [4].

3.2 ENERGIA DEMANDADA PARA GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO

Para dar início a uma usina fotovoltaica é necessário primeiramente saber qual aspecto que se deseja alcançar para poder iniciar o dimensionamento do sistema, como o objetivo é suprir 100% do consumo atual do DF, o aspecto que deseja-se alcançar com a usina a ser dimensionada é a Energia Consumida (E_C). Esse dado pode ser o consumo mensal ou anual que se deseja suprir e deve ser analisado a partir do consumo diário, o que pode ser obtido através das equações 2.15 e 2.16. A usina será do tipo SFVCR com sistema de armazenamento de energia através de banco de baterias.

$$E_C = \frac{E_C(mensal)}{30}$$

$$E_C = \frac{E_C(anual)}{365}$$

Obtendo-se então a E_C diária, pode-se estimar uma curva de consumo diário, que expressa de forma mais clara o comportamento do consumo de energia ao longo das horas do dia, segundo dados da ANEEL de 2016, foi obtida uma curva de consumo diário para o Distrito Federal, mas pelo fato do consumo em 2021 ser 27,43% maior do que em 2016, foi estimada uma curva de consumo diário, a partir da curva de 2016, com o aumento do consumo diário verificado nesses 4 anos (Figura 3.1).

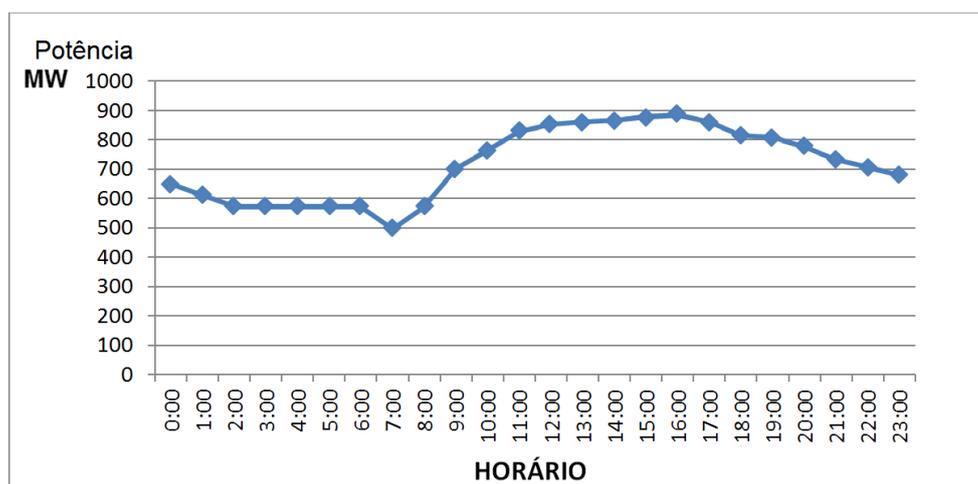


Figura 3.1: Curva típica de consumo diário de energia elétrica no DF em 2020 (Fonte: O Autor, a partir de dados fornecidos pela ANEEL [2]).

Para se ter um valor mais fiel da irradiação anual média do local onde possivelmente a usina poderá ser instalada, foram analisadas áreas próximas às subestações do sistema de distribuição e transmissão do DF, o que facilita a conexão da usina no sistema de transmissão de Brasília, sendo assim foi escolhida a subestação Brasília Norte como referência, a qual possui em regiões próximas à mesma uma irradiação anual média no plano inclinado de $5,46 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$, que foram obtidos do banco de dados do CRESESB [21].

A partir desses dados é necessário calcular a energia total que deve ser gerada (E_D) para suprir o consumo atual total do DF e alcançar uma matriz elétrica 100% renovável. Tal valor é obtido conforme a equação 2.14.:

$$E_D = E_C - E_N + E_{ARM}$$

Onde:

- E_D é a energia a ser gerada diariamente;
- E_N é a energia demandada no ciclo noturno;
- E_{ARM} é a energia a ser gerada para o sistema de armazenamento.

As UFV's possuem períodos de sazonalidade, como o período noturno, onde os mesmos não conseguem gerar energia, pela falta de luz solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, sendo assim, de acordo com a Figura 3.2, que trata-se de uma projeção da curva de consumo diário do DF com a curva de geração de energia elétrica fotovoltaica que a UFV precisa gerar diariamente, durante o intervalo entre 18:00 horas até as 07:00 horas do próximo dia o sistema fica inoperante devido à ausência de luz solar. Note que a soma das áreas A1+A3 representam a energia demandada no ciclo noturno (E_N), A2 representa a área do gráfico que corresponde à parte em que a energia consumida é igual à energia gerada, já A4 representa a área do gráfico que correspondem à energia que deve ser armazenada.

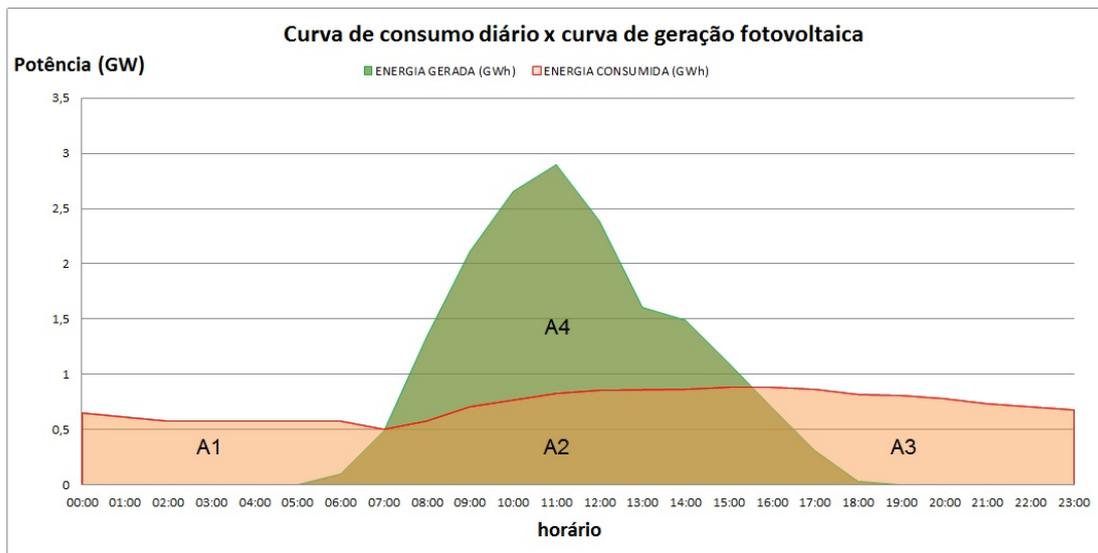


Figura 3.2: Curva de consumo diário de energia elétrica no DF x Curva de geração (Fonte: O Autor).

Para se obter o valor da energia total a ser gerada pelo sistema (E_D) é preciso obter a energia demandada no ciclo noturno (E_N) e determinar a energia a ser gerada para o sistema de armazenamento (E_{ARM}), para isso são necessários os seguintes dados:

- A eficiência do sistema de armazenamento (η_{ARM});
- A Irradiância global (G_{GLO}) média anual no plano inclinado no local da instalação.

A eficiência do sistema de armazenamento (η_{ARM}) é obtida através da multiplicação da eficiência de todos os equipamentos envolvidos que nesse caso são a eficiência da bateria utilizada (η_{bat}) e do controlador de carga (η_{ctrl}). O mesmo pode ser obtido a partir da equação 2.12.

$$\eta_{ARM} = \eta_{ctrl} \times \eta_{bat}$$

A energia a ser gerada para o sistema de armazenamento (E_{ARM}) pode ser obtida através da equação 2.13.

$$E_{ARM} = \frac{E_N}{\eta_{ARM}}$$

3.3 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS PARA A UFV

3.3.1 Bateria

O sistema de armazenamento é parte crucial para a UFV em questão, pois para que o consumo do DF seja suprido em sua totalidade a partir de fontes renováveis, o mesmo também deve ser feito durante o ciclo noturno, que é o período onde a UFV fica inoperante, por isso a necessidade de um sistema de

armazenamento para suprir essa energia durante esse período. No caso dessa usina optou-se por armazenar energia em banco de baterias, pois como citado no capítulo 2, as baterias são a forma de armazenamento que mais vão receber investimentos para pesquisa e desenvolvimento, o que vai tornar as mesmas mais eficientes ao longo dos próximos 28 anos até 2050.

Para a escolha da bateria a ser utilizada foi levado em consideração usar baterias fabricadas para armazenamento de energia de sistemas solares, além é claro da sua eficiência, capacidade de carga e dimensões, o que contribui para alcançar o menor espaço físico a ser ocupado pelo banco de baterias. A bateria escolhida foi um modelo que possui 3000 Ah de capacidade de carga e tensão nominal de 60 V, do tipo chumbo-ácido (Pb-ácido), que é uma bateria voltada especificamente para uso em sistema de energia solar fotovoltaica de médio e grande porte, possuindo mais de 6000 ciclos de vida útil para uma PD de 20% e tendo um tempo de vida útil que pode ultrapassar os 7 anos se a mesma for utilizada com um sistema de compensação (que é o caso do uso do controlador de carga) e sendo mantida em ambiente com temperatura controlada (mantendo a mesma na temperatura ideal de 25° C), dados esses obtidos do manual técnico da bateria fornecido pelo fabricante (Figura 3.3 e Tabela 3.1). As características elétricas da bateria são apresentadas na Tabela 3.2 a seguir.

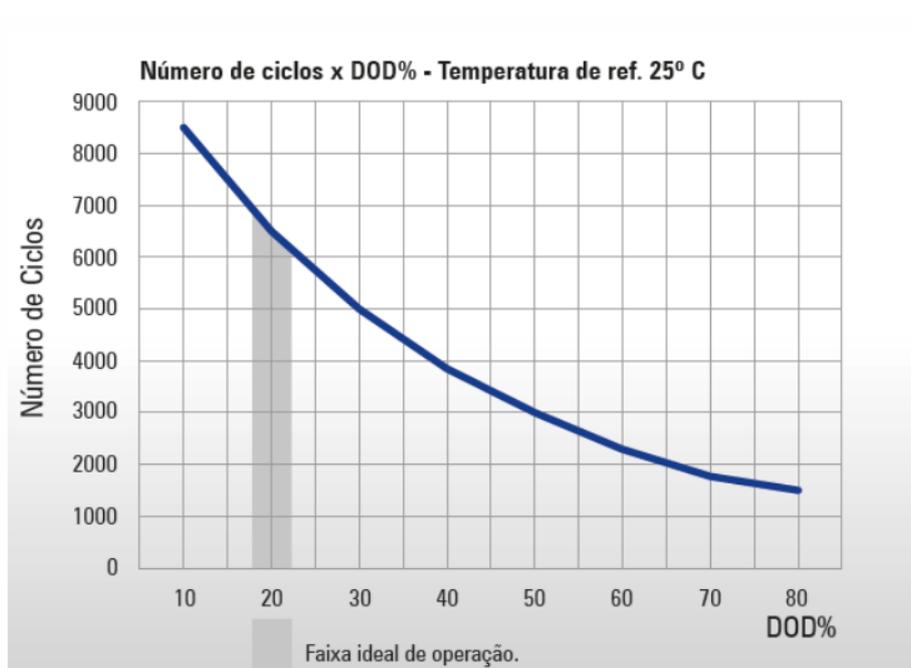


Figura 3.3: Curva Ciclos de Vida útil X Profundidade de descarga da bateria (Fonte: Manual técnico da bateria).

Tabela 3.1: Dados técnicos da vida útil em anos da bateria (Fonte: Manual técnico da bateria).

Temperatura (°C)	Expectativa de Vida (Anos)	
	Sem Compensação	Com Compensação
25	>7	-
30	5	6
35	3,5	4
40	2,5	3
45	1,7	2
50	1,25	1,5

Tabela 3.2: Dados técnicos da bateria (obtidos do datasheet da bateria) (Fonte: O Autor, a partir do manual técnico da bateria).

Características principais da bateria (25 °C)	
Modelo	MFV-3000-60V
Tensão nominal	60 V
Capacidade nominal	3000 Ah (C10)
PD ideal de operação	20%
Número de ciclos (PD = 20%)	> 6000

3.3.2 Inversor

A escolha do inversor a ser utilizado deve estar adequada ao potencial do sistema que está sendo projetado e como a usina que se deseja projetar precisa gerar grandes volumes de energia elétrica, que chega aos *GWh*, a potência do sistema também possui a mesma proporção, portanto o inversor escolhido foi um modelo com 690 V de saída, do tipo central, com potência de saída de 4750 kW / 5000 kVA e eficiência de 99,7%, também é do tipo multistring, pois possui 2 tipos de entradas SPPM (MPPT) segundo dados do datasheet (Figura 3.4), esse modelo possui uma alta potência de saída, isso contribui para diminuir a quantidade total de inversores que serão utilizados na UFV e os custos com os mesmos.

SIW750-690 V

Modelo do inversor	SIW750-1.2-690	SIW750-2.5-690	SIW750-3.1-690	SIW750-3.7-690	SIW750-4.3-690	SIW750-5.0-690
Entrada (CC)						
Máxima corrente recomendada	1.700 A	3.400 A	4.250 A	5.100 A	5.950 A	6.800 A
Máxima tensão	1.500 V					
Faixa do MPPT ¹⁾	1.005...1.350 V					
Número de MPPT	01	02				
Eficiência estática/dinâmica do MPPT	99,8 / 99,7%					
Número de entradas CC	até 20 entradas, definidas conforme projeto					
Sobredimensionamento de potência	até 150%					
Saída (CA)						
Potência cos $\phi = 1$ (-10 °C a +40 °C)	1.250 kVA	2.500 kVA	3.125 kVA	3.750 kVA	4.375 kVA	5.000 kVA
Potência cos $\phi = 0,95$ (-10 °C a +40 °C)	1.200 kW	2.375 kW	3.000 kW	3.560 kW	4.150 kW	4.750 kW
Potência cos $\phi = 1$ (+50 °C)	1.150 kVA	2.300 kVA	2.900 kVA	3.450 kVA	4.000 kVA	4.650 kVA
Potência cos $\phi = 0,95$ (+50 °C)	1.090 kW	2.185 kW	2.755 kW	3.275 kW	3.800 kW	4.400 kW
Máxima corrente	1.050 A	2.115 A	2.640 A	3.170 A	3.700 A	4.225 A
Tensão de saída 3 ϕ	690 V					
Frequência nominal	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz					
Fator de potência	0,01i...1...0,01c					
Distorção harm. total da corrente de saída ²⁾	< 3%					
Máxima eficiência ³⁾	98,50%					
Eficiência europeia ³⁾	98,40%					

Figura 3.4: Dados técnicos do inversor WEG SIW750-5.0-660 (Fonte: Datasheet do inversor).

3.3.3 Controlador de Carga

O controlador de carga é um equipamento que contribui para que o banco de baterias seja utilizado em um SFV da forma correta com o qual o mesmo foi dimensionado, ou seja sua tensão de carregamento, profundidade de carga e descarga, tempo de carregamento e de fornecimento de energia e manutenção de

seus ciclos de vida.

Para contribuir com o correto funcionamento do banco de baterias que será dimensionado o controlador de carga escolhido foi um modelo com capacidade de atender bancos de até 384 V_{dc} e 100 A e que possui uma eficiência de 98%. Esse modelo foi escolhido por ser próprio para ser utilizado em SFV's de grande porte, pois aceita uma tensão V_{OC} dos módulos de até 700 V_{dc} , também devido a sua eficiência já que esse fator é de grande relevância na quantidade de baterias que serão necessárias no banco de baterias e na quantidade de energia que as mesmas podem armazenar e fornecer.

As características elétricas do controlador de carga são apresentadas na Tabela 3.3 a seguir.

Tabela 3.3: Dados técnicos do controlador de carga (Fonte: O Autor, a partir de dados obtidos do datasheet da equipamento).

Características principais do controlador de carga		
Modelo	Snaterm CP-384100	
Entradas para os módulos fotovoltaico	Número de entradas	4
	Tensão máxima	700 Vdc
	Faixa de tensão entrada	320-700 Vdc
	Máxima potência entrada	4 x 9,6 kW
	Máxima corrente entrada	4 x 25 A
Saída bateria	Tensão máxima do banco	384 Vdc
	Corrente nominal	100 A
	Potência nominal	38,4 kW
Saída DC	Tensão máxima	384 Vdc
	Corrente nominal	50 A
Eficiência	>98%	

3.3.4 Módulo Fotovoltaico

A escolha do módulo fotovoltaico a ser usado na usina é um fator extremamente relevante para o dimensionamento adequado de uma UFV, pois fatores como suas dimensões físicas, potência nominal, eficiência e custo, podem tornar mais fácil ou difícil a sua instalação e menor ou maior os custos com os mesmos.

Para a usina a ser dimensionada foi escolhido um modelo monocristalino half cell de 132 células e 665 W de potência nominal, um dos modelos mais eficientes disponíveis no mercado, tendo 21,4% de eficiência, o que para a UFV que se deseja projetar, contribui para a redução da quantidade de módulos necessários, pois há no mercado módulos com as mesmas dimensões deste, mas com potência nominal e eficiência menores. Os dados técnicos do módulo escolhido podem ser verificados na Figura 3.5.

A escolha desse módulo foi feita baseado principalmente em sua eficiência, pois essa é uma das características dos módulos fotovoltaicos a qual as companhias de pesquisa e desenvolvimento buscam cada vez mais aprimorar, isso é perceptível, pois ao longo dos anos que passaram, os módulos fotovoltaicos foram cada vez mais melhorando a sua eficiência, alguns anos atrás os módulos chegavam a no máximo 14%

de eficiência e atualmente há módulos com mais de 22% de eficiência disponíveis no mercado, portanto estima-se que a eficiência dos módulos fotovoltaicos fique cada vez maior com o passar dos anos.

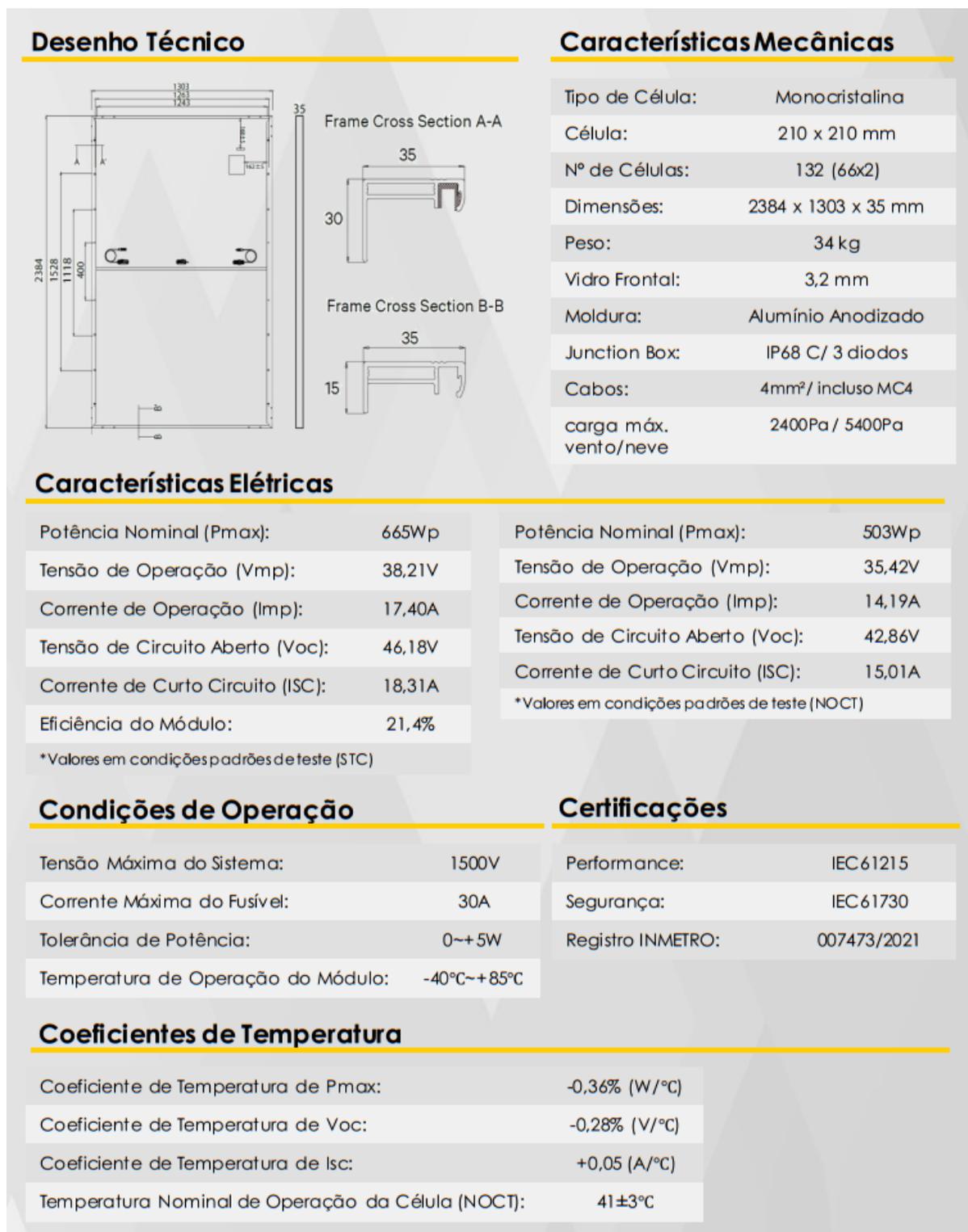


Figura 3.5: Dados técnicos do Módulo Fotovoltaico Monocristalino Half Cell 665 W (Fonte: Datasheet do módulo).

3.4 CARACTERÍSTICAS DA LOCALIZAÇÃO DA UFV

Como citado anteriormente a localização da usina se deu em áreas próximas às subestações no DF, para facilitar a conexão das mesmas no SIN e no sistema de distribuição da concessionária local. Dados como a irradiância global (G_{GLO}) e a temperatura da região são fatores que influenciam no dimensionamento da UFV. Através das coordenadas do local escolhido foram obtidos os dados da irradiância global média (G_{GLO}) disponíveis no banco de dados do site do CRESESB [21], com esses dados pode-se obter as **Horas de Sol Pleno (HSP)** (equação 2.17), que é uma grandeza que reflete a quantidade de horas diária em que a irradiância solar permanece constante e igual a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$.

$$HSP = \frac{G_{GLO}}{1 \text{ kW}/\text{m}^2}$$

Através do site "WeatherSpark.com"[22], segundo dados da estação meteorológica do aeroporto de Brasília, as temperaturas máximas e mínimas registradas em Brasília no ano de 2021 foram respectivamente $36 \text{ }^\circ\text{C}$ e $8,2 \text{ }^\circ\text{C}$, a temperatura influencia nas características elétricas dos módulos e portanto esses dados são relevantes para que as conexões da planta fotovoltaica sejam adequadas para as características de entrada do inversor e do controlador de carga.

3.5 POTENCIAL DO SISTEMA

A partir da quantidade total de energia que precisa ser gerada (E_D) pela planta fotovoltaica e com os dados da irradiação solar do local de instalação, do qual obtém-se as horas de sol pleno (HSP) é possível estimar inicialmente a potência total de módulos fotovoltaicos que serão necessários para a usina.

É necessário que a potência total da planta fotovoltaica consiga suprir a energia total demandada apesar das perdas que ocorrem em toda forma de transformação de energia. Nos SFV's as possíveis perdas são sujeira, sombreamento, perdas ôhmicas, cabeamento e outros tipos de perdas como de conexões e autoconsumo, portanto deve ser considerado para o mesmo um fator de desempenho do sistema (performance rate (PR)). Um fator de desempenho em torno de 80% é considerado um valor próximo ao que ocorre na prática para esses sistemas, sendo assim levando em conta essas considerações é possível calcular a potência total que deve ser instalada de módulos fotovoltaicos (PT_{mod}) na usina segundo a equação 2.18.

$$PT_{mod} = \frac{E_D}{HSP \times PR}$$

Quando é feito o casamento entre a potência da planta fotovoltaica (PT_{mod}) e a potência de saída do inversor ($PT_{saída}$) deve ser levado em consideração um FDI (fator de dimensionamento do inversor), esse FDI serve para subdimensionar a potência dos inversores solares em relação à potência dos módulos, sem prejudicar seu funcionamento, pois como citado anteriormente, a planta fotovoltaica está sujeita a vários fatores que diminuem o seu potencial, como as perdas, a sazonalidade, a intermitência e as variações dos índices de irradiância do local, por isso dificilmente a planta fotovoltaica alcança seus valores nominais nos seus terminais, sendo assim para aproveitar ao máximo o funcionamento dos inversores, é possível que

a potência da planta fotovoltaica seja sobredimensionada em relação a potência de saída do inversor, há inversores que permitem até um sobredimensionamento de 150%, como no caso do modelo utilizado nesse trabalho, entretanto optou-se por utilizar um sobredimensionamento em torno de 125% o que equivale à um FDI de 80%, pois segundo CRESESB o FDI deve estar numa faixa que varie entre 75% e 85% [12].

Sendo assim a potência total na saída dos inversores é obtida através da equação 2.20.

$$PT_{saída} = FDI \times PT_{mod}$$

3.6 DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As estradas dos inversores solares possuem limitações elétricas às quais devem ser respeitadas para que não ocorram danos no equipamento, portanto a tensão de saída (V_{OC}) e a corrente de saída (I_{SC}) da planta fotovoltaica devem ser adequadas às entradas do inversor, existe uma tensão mínima para que o inversor comece a funcionar e uma máxima que o mesmo consegue suportar, assim como uma máxima corrente, portanto baseado nesse fator é ajustado o modo com que os módulos fotovoltaicos ficarão dispostos na planta fotovoltaica.

A disposição dos módulos associados em série é chamada de strings e quanto maior a quantidade de módulos associados em série maior é a tensão na saída dos mesmos, já a associação dos módulos em paralelo é chamada de arrays e quanto maior a quantidade de módulos associados em paralelo maior é a corrente de saída. A temperatura influencia nos valores de tensão e corrente dos módulos, portanto devem ser verificados os máximos e mínimos valores de tensão e corrente que os módulos podem alcançar de acordo com as temperaturas máxima e mínima observadas no local da instalação (equações 2.4 e 2.5 respectivamente).

$$V_{OC}(T) = V_{OC} \times (1 + \beta \times (T - 25^\circ))$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC} + \alpha \times (T - 25^\circ)$$

A partir dos valores máximos e mínimos de V_{OC} e I_{SC} obtidos das equações 2.4 e 2.5, pode-se finalmente determinar a quantidade de módulos associados em série ($Qtd_{PV\ strings}$) e em paralelo ($Qtd_{PV\ arrays}$) através das equações 2.21 e 2.22 respectivamente.

$$\frac{V_{SPPMmin}}{V_{OC}(T_{max})} < Qtd_{PV\ strings} < \frac{V_{SPPMmax}}{V_{OC}(T_{min})}$$

$$Qtd_{PV\ arrays} < \frac{I_{SPPMmax}}{I_{SC}(T_{max})}$$

Onde:

- $V_{SPPMmax}$ é a máxima tensão da entrada SPPM do inversor;
- $V_{SPPMmin}$ é a mínima tensão da entrada SPPM do inversor;
- $I_{SPPMmax}$ é a máxima corrente da entrada SPPM do inversor;

3.7 DISPOSIÇÃO DO BANCO DE BATERIAS

Dando seguimento ao dimensionamento da usina é necessário agora dimensionar o banco de baterias, o qual será responsável por armazenar a energia que será demandada durante os ciclos sem produção do sistema. Como recomendado no datasheet da bateria foi escolhida uma profundidade de descarga (PD) de 20% e uma C_{10} (tempo de descarga de 10 horas), já que é o valor mais adequado para o período em que as baterias terão que fornecer energia, que é de 12 horas.

É necessário também considerar uma autonomia para o banco de baterias, pois como podem ocorrer períodos chuvosos e/ou nublados existe possibilidade de a irradiação no sistema não ser o suficiente para reestabelecer a carga do banco de baterias, portanto essa autonomia corresponde a quantidade de dias que o banco de baterias consegue fornecer energia sem precisar ser recarregada e sem ultrapassar suas características de PD determinadas no projeto. Segundo CRESESB [12] o mínimo de 2 dias de autonomia são necessários para SFVI, e apesar do projeto tratar de um SFVCR com armazenamento foi considerado ao menos 1 dia de autonomia para o sistema de armazenamento do mesmo.

Sendo assim vamos ter de acordo com a equação 2.23, a energia a ser armazenada no banco de baterias.

$$E_{ABB} = \frac{E_{ARM} \times N}{PD}$$

A disposição do banco de baterias deve respeitar os valores nominais do controlador de carga, pois ele é o responsável por manter o banco de baterias funcionando da forma como foram determinadas suas características (PD e autonomia), o que mantém por mais tempo a vida útil das baterias. De acordo com CRESESB [12] o controlador de carga deve ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito (I_{SC}) do conjunto de módulos fotovoltaicos. A tensão do banco de baterias (V_{banco}) deve respeitar a máxima tensão suportada pelo controlador de carga e a disposição do banco de baterias pode ser feita para que seja menor ou igual esse valor, pois esse fator depende da tensão nominal da bateria (V_{bat}). Sendo assim através da equação 2.24 é possível determinar o número máximo de baterias associadas em série (NBS).

$$NBS = \frac{V_{banco}}{V_{bat}}$$

A capacidade de armazenamento do banco (C_{banco}) também depende da tensão do banco de baterias, juntamente com a quantidade de energia que o mesmo deve armazenar (E_{ABB}) (equação 2.25), o que influencia no número de baterias que devem ser associadas em paralelo (NBP), dependendo da taxa de descarga a qual a bateria ficará sujeita (C_n) a mesma terá diferentes valores para a sua capacidade nominal de armazenamento (C_{bat}), o qual deve ser fornecido no datasheet da mesma.

$$C_{banco} = \frac{E_{ABB}}{V_{banco}}$$

Sendo assim o NBP é obtido através da equação 2.26.

$$NBP = \frac{C_{banco}}{C_{bat}}$$

3.8 CONSUMO DE 2050

Até o ano de 2050 ainda temos 28 anos onde se acredita que o consumo de energia elétrica aumentará bastante segundo o PNE 2050 [4], principalmente pelo aumento do PIB do país, pela troca dos veículos de combustíveis fósseis pelos veículos elétricos e maior acessibilidade as tecnologias pela massa da população, juntando isso com a necessidade do Brasil de reduzir as emissões de CO_2 para cumprir com o Acordo de Paris e contribuir com zero emissão até 2050, se faz necessário a implementação de fontes renováveis e limpas para a geração de energia elétrica, o que inclui o uso de sistemas fotovoltaicos.

Considerando que o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil em 2050 seja 2,5 vezes o que é consumido atualmente e não os 3,3 vezes abordado no PNE 2050, pois entre os anos de 2016 e 2020 não houve uma alteração significativa desse consumo de energia elétrica segundo os dados do próprio PNE 2050 [4], então podemos considerar que o consumo de energia elétrica no DF em 2050 seria em torno de 15.713 GWh/ano , sendo necessário suprir esse consumo com fontes 100% renováveis.

3.9 PVSYST

O software PVSyst é uma aplicação de computador que permite fazer simulações de funcionamento de sistemas fotovoltaicos, foi inicialmente desenvolvido pela Universidade de Genebra na Suíça e atualmente é comercializado pela companhia PVSyst SA [12].

O programa conta com uma ferramenta que permite importar dados dos programas Meteonorm e TMY2, possuindo também dados de irradiação de 200 localidades do mundo, possui ampla base de dados de módulos e inversores disponíveis no mercado, sendo sua base de dados atualizada constantemente, entretanto permite ao usuário poder introduzir no software toda uma base de dados de acordo com o projeto que o mesmo deseja simular. Apresenta as perdas do SFV e a sua taxa de desempenho, sendo especialmente utilizado para SFVCR's. Também é capaz de projetar os custos de produção de energia se for informado os custos de todos os componentes usados na simulação [12].

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 RESULTADOS OBTIDOS

Baseado na metodologia e nos equipamentos especificados no capítulo anterior chegou-se aos seguintes resultados para o dimensionamento da UFV.

A média anual de consumo do Distrito Federal entre os anos de 2016 e 2020 foi de 6285,2 *GWh/ano* [9], resultando em um consumo diário de 17,22 *GWh/dia* (equação 2.16).

$$E_C = \frac{6285,2 \text{ GWh/ano}}{365} \approx 17,22 \text{ GWh/dia}$$

Através da Figura 3.2 a soma das áreas A1 e A3 resulta em $E_N = 9,15 \text{ GWh/dia}$ de energia demandada no ciclo noturno. Para a bateria foi considerada uma eficiência de 80%, já que esse dado não foi disponibilizado no datasheet da mesma, entretanto baterias de chumbo-ácido tem eficiências entre 80% e 90% segundo CRESESB [12], já a eficiência do controlador foi obtida através do datasheet do equipamento (Tabela 3.3), sendo assim a eficiência do sistema de armazenamento, obtida através da equação 2.12, ficou em torno de 78,4% resultando segundo a equação 2.13, em aproximadamente 11,68 *GWh/dia* de energia a ser gerada diariamente para o sistema de armazenamento.

$$\eta_{ARM} = 98\% \times 80\% = 78,4\%$$

$$E_{ARM} = \frac{9,15 \text{ GWh/dia}}{78,4\%} \approx 11,68 \text{ GWh/dia}$$

Então a energia diária a ser gerada pelo SFV ficou aproximadamente 19,75 *GWh/dia* (equação 2.14).

$$E_D = 17,22 - 9,15 + 11,68 \approx 19,75 \text{ GWh/dia}$$

A potência total de módulos da planta fotovoltaica, para 5,46 horas de sol pleno diário (equação 2.17) do local e para o PR considerado ficou em torno de 4,52 *GWp* (equação 2.18)

$$HSP = \frac{5,46 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5,46 \text{ horas}$$

$$PT_{mod} = \frac{19,75 \text{ GWp}}{5,46 \times 0,8} \approx 4,52 \text{ GWp}$$

Entretanto parte dessa potência total de módulos fotovoltaicos já se encontra instalada em vários pontos do DF graças a GD devido à geração fotovoltaica, através de usinas de cooperativas, empresas e as de instalações fotovoltaicas residenciais. Se levarmos em consideração essa carga instalada, que segundo

dados de novembro de 2022 da ANEEL [6] está em torno de 0,213 GW_p , descontando essa potência, a potência total de módulos que deve ser instalada de cai para aproximadamente 4,31 GW_p .

$$PT_{mod}(novo) \approx 4,31 \text{ } GW_p$$

Assim sendo para essa potência de módulos de 4,31 GW_p , a energia a ser gerada diariamente (E_D) é de aproximadamente 18,82 GW_h/dia .

A potência total de saída dos inversores, para as especificações consideradas no capítulo anterior, ficou aproximadamente 3,45 GW (equação 2.20), como o inversor utilizado tem uma potência de saída de 4750 kW serão necessários um total de 726 inversores para atender à potência total na saída da usina (equação 4.1).

$$PT_{saída} = 0,8 \times 4,31 \text{ } GW_p \approx 3,45 \text{ } GW$$

$$Qtd_{inv} = \frac{PT_{saída}}{P_{saída \text{ inv}}} \quad (4.1)$$

$$Qtd_{inv} = \frac{3,45 \text{ } GW}{4,75 \text{ } MW} = 726 \text{ inversores}$$

O inversor utilizado possui 20 entradas SPPM podendo ser utilizado até 2 configurações no arranjo dos módulos, já que o mesmo é do tipo multistring. Levando em consideração as temperaturas máximas e mínimas do local de instalação, que foram obtidas do banco de dados do site WeatherSpark.com [22] e os valores dos coeficientes β e α e de V_{OC} e I_{SC} dos módulos conforme dados do datasheet (Figura 3.5), a tensão máxima de circuito aberto, a tensão mínima de circuito aberto e a corrente máxima de curto circuito observadas foram respectivamente 48,35 V , 44,76 V e 18,86 A (equações 2.4 e 2.5).

$$V_{OC}(8,2 \text{ } ^\circ C) = 46,18 \times (1 - 0,0028 \times (8,2 - 25)) = 48,35 \text{ } V$$

$$V_{OC}(36 \text{ } ^\circ C) = 46,18 \times (1 - 0,0028 \times (36 - 25)) = 44,76 \text{ } V$$

$$I_{SC}(36 \text{ } ^\circ C) = 18,31 + 0,05 \times (36 - 25) = 18,86 \text{ } A$$

Respeitando as características elétricas das entradas do inversor chegou-se a seguinte disposição para os módulos fotovoltaicos (equações 2.21 e 2.22 respectivamente):

- 27 módulos associados em série;
- 360 módulos associados em paralelo.

$$\frac{1005 \text{ V}}{44,76 \text{ V}} < Qtd_{PV \text{ strings}} < \frac{1350 \text{ V}}{48,35 \text{ V}}$$

$$22,5 < Qtd_{PV \text{ strings}} < 27,9$$

$$Qtd_{PV \text{ strings}} = 27 \text{ unidades}$$

$$Qtd_{PV \text{ arrays}} < \frac{6800 \text{ A}}{18,86 \text{ A}}$$

$$Qtd_{PV \text{ arrays}} < 360,6$$

$$Qtd_{PV \text{ arrays}} = 360 \text{ unidades}$$

Para essa disposição a quantidade de módulos necessária é de 9.720 unidades por inversor, o que totaliza 7.056.720 módulos para o total de 726 inversores. Entretanto essa quantidade de módulos proporcionam uma potência total de módulos na planta fotovoltaica de aproximadamente 4,7 GW_p , que é um valor acima do necessário, portanto a quantidade de módulos associado em paralelo em cada inversor deve ser reduzida, pois assim as características elétricas das entradas do inversor são observadas. Assim sendo, a quantidade de módulos associados em paralelo foi reduzida para 331 unidades (equação 4.2), essa quantia deve ser distribuída nas 20 entradas disponíveis de cada inversor, o que vai resultar em 20 subarranjos de módulos, resultando na seguinte disposição da planta fotovoltaica:

- 09 entradas com subarranjos de 27 módulos em série e 16 em paralelo;
- 11 entradas com subarranjos de 27 módulos em série e 17 em paralelo.

$$Qtd_{PV \text{ arrays}} = \frac{PT_{mod}}{P_{mod} \times Qtd_{PV \text{ strings}} \times Qtd_{inv}} \quad (4.2)$$

$$Qtd_{PV \text{ arrays}} = \frac{4,31 \text{ GW}_p}{665 \text{ W}_p \times 27 \times 726} = 330,6 \approx 331 \text{ unidades}$$

Para essa nova disposição, a quantidade de módulos necessária é de 8.937 unidades por inversor, o que totaliza 6.488.262 módulos distribuídos nos 726 inversores (equação 4.3) totalizando uma potência de módulos na planta fotovoltaica de aproximadamente 4,32 GW_p (equação 4.4). Para essa potência de entrada o FDI do inversor fica em torno de 80%, assim como o esperado.

$$Qtd_{mod} = Qtd_{inv} \times Qtd_{mod}(por \ inv) \quad (4.3)$$

$$PT_{mod} = Qtd_{mod} \times P_{mod} \quad (4.4)$$

Onde:

- $Qtd_{mod}(por\ inv)$ é a quantidade de módulos em cada inversor;
- Qtd_{mod} é a quantidade total de módulos na usina;
- Qtd_{inv} é a quantidade total de inversores na usina;
- PT_{mod} é a potência total de módulos na usina;
- P_{mod} é a potência nominal do módulo.

$$Qtd_{mod} = 726 \times 8.937 = 6.488.262 \text{ módulos}$$

$$PT_{mod} = 6.488.262 \times 665 \text{ Wp} \approx 4,32 \text{ GWp}$$

Agora é necessário fazer a disposição das baterias do banco de baterias do sistema. Seguindo as mesmas configurações descritas no capítulo anterior vamos ter $58,4 \text{ GWh}/\text{dia}$ de energia a ser armazenada no banco de baterias de acordo com a equação 2.23. Para uma melhor organização na usina, essa energia foi distribuída entre cada um dos 726 inversores, pois cada um deles é responsável por uma parte da usina, portanto cada uma dessas partes foi chamada de subusina e a energia a ser armazenada no sub-banco de baterias de cada uma dessas subusinas ficou aproximadamente $0,08 \text{ GWh}/\text{dia}$ (ou $80,4 \text{ MWh}/\text{dia}$) (equação 4.5).

$$E_{ABB} = \frac{11,68 \text{ GWh}/\text{dia} \times 1}{0,2} \approx 58,4 \text{ GWh}/\text{dia}$$

$$E_{ABB}(\text{por subusina}) = \frac{E_{ABB}}{Qtd_{inv}} \quad (4.5)$$

$$E_{ABB}(\text{por subusina}) = \frac{58,4 \text{ GWh}/\text{dia}}{726} \approx 0,08 \text{ GWh}/\text{dia}$$

Respeitando os valores nominais do controlador de carga, foi estabelecida uma tensão de 300 V para o sub-banco de baterias o que proporciona um número de 5 baterias associadas em série, já que a tensão de cada bateria é de 60 V (equação 2.24).

$$NBS = \frac{300 \text{ V}}{60 \text{ V}} = 5 \text{ baterias}$$

Para uma taxa de descarga $C10$, que segundo o datasheet da bateria resulta numa capacidade nominal de armazenamento de 300 A , a capacidade de armazenamento do sub-banco foi de aproximadamente $268,1 \text{ kAh}$ (equação 2.25), o que resulta em um número de 894 baterias associadas em paralelo (equação 2.26).

$$C_{banco} = \frac{0,08 \text{ GWh}}{300 \text{ V}} \approx 268,1 \text{ kAh}$$

$$NBP = \frac{268,1 \text{ kAh}}{300 \text{ Ah}} \approx 894 \text{ baterias}$$

A partir dos resultados obtidos anteriormente o sub-banco de baterias será composto por um total de 4.470 baterias (equação 2.27).

$$NTB_{sub-banco} = 894 \times 5 = 4.470 \text{ baterias}$$

A tensão dos módulos suportada pelo controlador de carga utilizado, segundo a Tabela 3.3, é de 700 V e como a máxima tensão de saída da associação em série do módulos fotovoltaicos é de aproximadamente 1305 V (equação 4.6) é necessário fazer a associação em série de pelo menos 2 controladores, porém para uma melhor distribuição dos mesmos optou-se por fazer a associação de 4 controladores em série (**NCS – número de controladores em série**).

$$V_{OC}(max) = Qtd_{PV\ strings} \times V_{OC}(8, 2^\circ \text{C}) \quad (4.6)$$

$$V_{OC}(max) = 27 \times 48,35 \text{ V} \approx 1305 \text{ V}$$

Ainda segundo a Tabela 3.3 o controlador consegue suportar em sua entrada uma corrente máxima de 100 A, sendo que o mesmo possui 4 entradas para a conexão dos módulos fotovoltaicos, cada uma dessas entradas suportam uma potência máxima de 9,6 kW e 25 A, entretanto a corrente máxima de cada subarranjo pode chegar a 320,62 A (equação 4.7), segundo CRESESB [12] os controladores devem ser capazes de suportar uma corrente de entrada de até 1,25 a corrente entregue pelo subarranjo, o que equivale à aproximadamente 400 A, por isso para não ultrapassar os limites nominais do controlador é necessário fazer associação em paralelo de 4 controladores (**NCP - número de controladores em paralelo**). Sendo assim é necessário um total de 16 controladores por subarranjo (**NC(por subarranjo) - número de controladores por subarranjo**) (mesmo princípio da equação 2.27) para alimentar o sub-banco de baterias, sendo 4 associados em série e 4 em paralelo.

$$I_{max}(subarranjo) = Qtd_{max\ PV\ arrays}(subarranjo) \times I_{SC}(36^\circ \text{C}) \quad (4.7)$$

$$I_{max}(subarranjo) = 17 \times 18,86 \text{ A} = 320,62 \text{ A}$$

$$NC(\text{por subarranjo}) = NCS \times NCP = 4 \times 4 = 16 \text{ controladores}$$

Para que seja melhor distribuído o carregamento do sub-banco de baterias entre os módulos fotovoltaicos optou-se por distribuir o carregamento entre os 9 dos 20 subarranjos composto por 27 módulos em série e 16 em paralelo, chegando-se assim a um total de 144 controladores por subusina (equação 4.8).

$$NTC(\text{por subusina}) = NC(\text{por subarranjo}) \times Qtd_{\text{subarranjos}} \quad (4.8)$$

$$NTC(\text{por subusina}) = 16 \times 9 = 144 \text{ controladores}$$

A distribuição das baterias entre os 144 controladores foi dada da seguinte forma:

- 114 controladores, onde cada um carrega um total de 30 baterias, sendo 5 associadas em série e 6 em paralelo;
- 30 controladores, onde cada um carrega um total de 35 baterias, sendo 5 associadas em série e 7 em paralelo;

Apesar dessa distribuição, o sub-banco de baterias ainda permanece com 5 baterias associadas em série e tecnicamente 894 baterias em paralelo, que somente foram distribuídas entre os controladores para que os mesmos trabalhassem igualmente no carregamento do banco de baterias.

A conexão do banco de baterias ao inversor foi feita associando as saídas CC dos controladores da mesma forma como foram associadas as entradas, ou seja 4 saídas associadas em série e 4 saídas associadas em paralelo, cada saída fornece a mesma tensão do banco de baterias que é de 300 V e uma corrente de até 50 A (Tabela 3.3), assim a associação dessas saídas CC resulta em uma tensão de 1200 V e de até 200 A, sendo conectada em 9 entradas SPPM do inversor.

Usando os dados disponíveis do datasheet dos equipamentos utilizados (Figuras 3.5 e 3.4 e Tabelas 3.2 e 3.3) é possível estimar aproximadamente as dimensões de cada subusina, o que é apresentado na Tabela 4.1 a seguir, que também apresenta um resumo das especificações da subusina que foi dimensionada:

Tabela 4.1: Dados gerais da subusina (Fonte: O Autor).

ÁREA OCUPADA PELO BANCO DE BATERIAS	154	m ²
ÁREA OCUPADA PELOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.762	m ²
ÁREA TOTAL DA USINA	27.915	m ²
POTÊNCIA TOTAL INSTALADA	5,94	MWp
QUANTIDADE TOTAL DE BATERIAS	4470	unid
QUANTIDADE TOTAL DE INVERSORES	1	unid
QUANTIDADE TOTAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	8.937	unid
QUANTIDADE TOTAL DE CONTROLADORES DE CARGA	144	unid

A área destinada ao sub-banco de baterias, sendo o sub-banco de baterias organizado com empilhamento máximo de 3 baterias, seria equivalente a um quadrado de aproximadamente 12 m de lado, já a área total destinada para a ocupação dos módulos fotovoltaicos de cada subusina seria equivalente a um quadrado de aproximadamente 167 m de lado.

Como todo o sistema fotovoltaico é composto por 726 dessas subusinas, em sua totalidade a usina teria, conforme a Tabela 4.2, as especificações a seguir:

Tabela 4.2: Dados gerais da usina projetada em sua totalidade (Fonte: O Autor).

ÁREA OCUPADA PELO BANCO DE BATERIAS	0,11	km ²
ÁREA OCUPADA PELOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	20,15	km ²
ÁREA TOTAL DA USINA	20,27	km ²
POTÊNCIA TOTAL INSTALADA	4,315	GWp
QUANTIDADE DE SUB-BANCOS DE BATERIAS	726	unid
QUANTIDADE TOTAL DE BATERIAS	3.245.220	unid
QUANTIDADE TOTAL DE INVERSORES	726	unid
QUANTIDADE TOTAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	6.488.262	unid
QUANTIDADE TOTAL DE CONTROLADORES DE CARGA	104.544	unid

A área destinada ao banco de baterias em sua totalidade seria equivalente a um quadrado de aproximadamente 334 *m* de lado, já a área total destinada para a ocupação dos módulos fotovoltaicos seria equivalente a um quadrado de aproximadamente 4,5 *km* de lado.

A Figura 4.1 mostra um diagrama unifilar exemplificando a disposição da instalação da usina em sua totalidade.

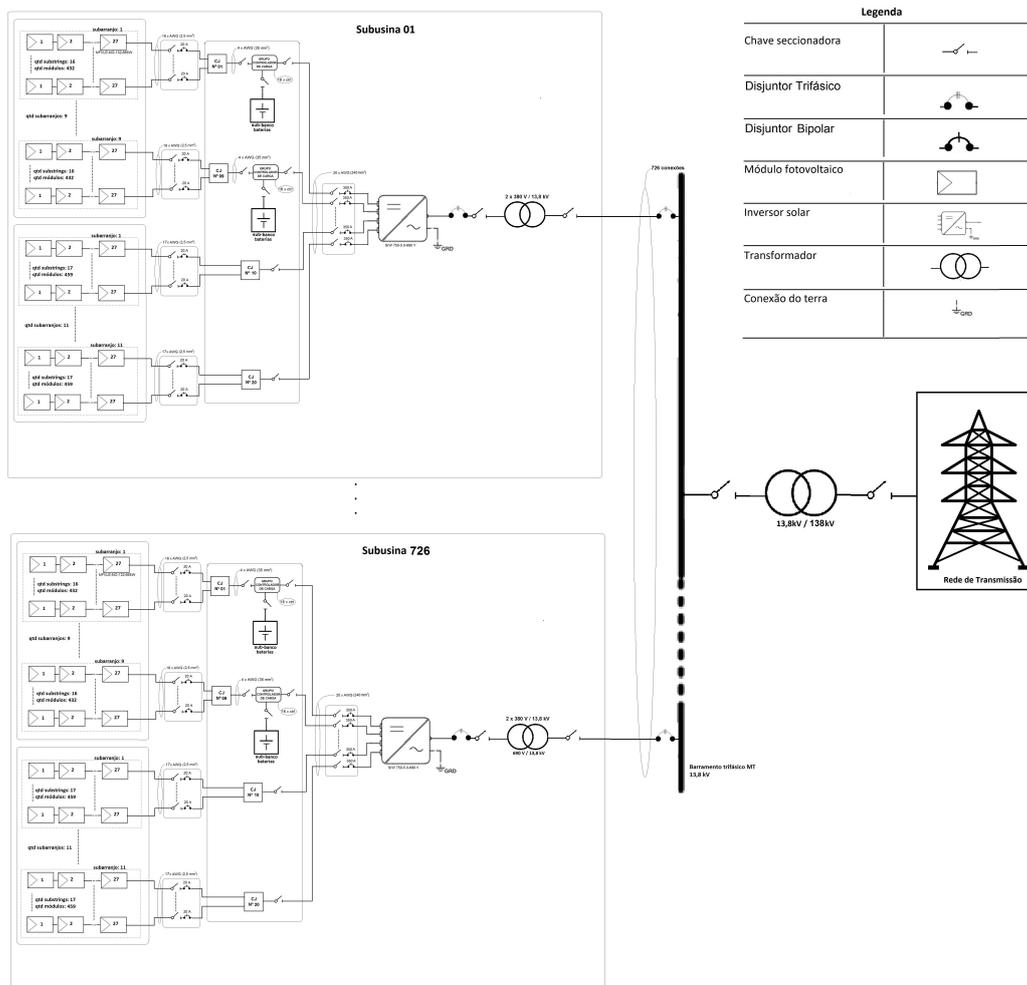


Figura 4.1: Diagrama unifilar da usina (Fonte: O Autor).

4.1.1 Simulação da usina projetada

Através do software PVsyst Versão 7.2.17 que faz uso de dados meteorológicos e de irradiação solar da Meteonorm 8.0 foi feita uma simulação do funcionamento de uma subusina de acordo com os parâmetros e considerações que foram definidas para a usina projetada e foram obtidos os seguintes resultados (Tabelas 4.3 e 4.4 e Figura 4.2):

- Área ocupada pelos módulos de 27.761 m^2 por subusina ou próximo de $0,028 \text{ km}^2$, com racks fixos de angulação de 18° e azimutal de 0° , voltado para o norte;
- Composta por 8.937 módulos e 1 inversor com potência de saída de 4.750 kW
- Produção anual de energia capaz de ser injetada na rede em torno de $9,64 \text{ GWh/ano}$;
- Potência nominal dos módulos de $5,94 \text{ MWp}$;
- Performance Ratio de $76,32\%$ e sobredimensionamento da potência dos módulos em 1,25 sobre a potência do inversor.

Tabela 4.3: Dados obtidos da simulação de uma subusina do sistema (Fonte: software PVsyst).

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	MFVLE-MO-132-665W	Modelo	SIW700-T1665-33-v1
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	665 Wp	Potência unitária	4750 kWca
Número de módulos FV	8937 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	5943 kWp	Potência total	4750 kWca
Módulos	331 Strings x 27 Em série	Tensão de funcionamento	1005-1350 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.25
Pmpp	5424 kWp		
Umpp	960 V		
I mpp	5651 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	5943 kWp	Potência total	4750 kWca
Total	8937 módulos	Número de inversores	1 unidade
Superfície módulos	27761 m ²	Rácio Pnom	1.25
Superfície célula	26012 m ²		
Orientação do plano dos módulos			
Orientação			
Plano fixo			
Inclinação/Azimute	18 / 0 °		

Tabela 4.4: Resultados de produção mensal (Fonte: software PVSyst).

Balanços e resultados principais								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	rácio
Janeiro	179.8	85.54	22.85	165.3	157.0	0.749	0.737	0.750
Fevereiro	165.6	77.04	22.81	160.0	152.7	0.731	0.719	0.756
Março	167.1	80.05	22.58	170.6	162.9	0.782	0.769	0.759
Abril	155.4	52.13	22.11	170.5	163.5	0.779	0.767	0.757
Mai	151.8	46.32	20.95	178.7	172.1	0.842	0.829	0.781
Junho	147.7	32.54	19.26	183.0	176.3	0.883	0.869	0.799
Julho	162.3	35.54	19.36	197.8	190.7	0.951	0.936	0.797
Agosto	185.9	39.77	21.03	214.1	206.1	1.000	0.985	0.774
Setembro	188.1	57.29	22.92	198.6	190.7	0.899	0.885	0.749
Outubro	183.5	72.14	23.99	180.7	172.4	0.803	0.790	0.736
Novembro	161.5	71.46	22.43	149.5	141.6	0.671	0.660	0.743
Dezembro	173.4	85.56	22.73	157.2	148.7	0.709	0.698	0.747
Ano	2022.1	735.38	21.91	2126.0	2034.7	9.799	9.643	0.763

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

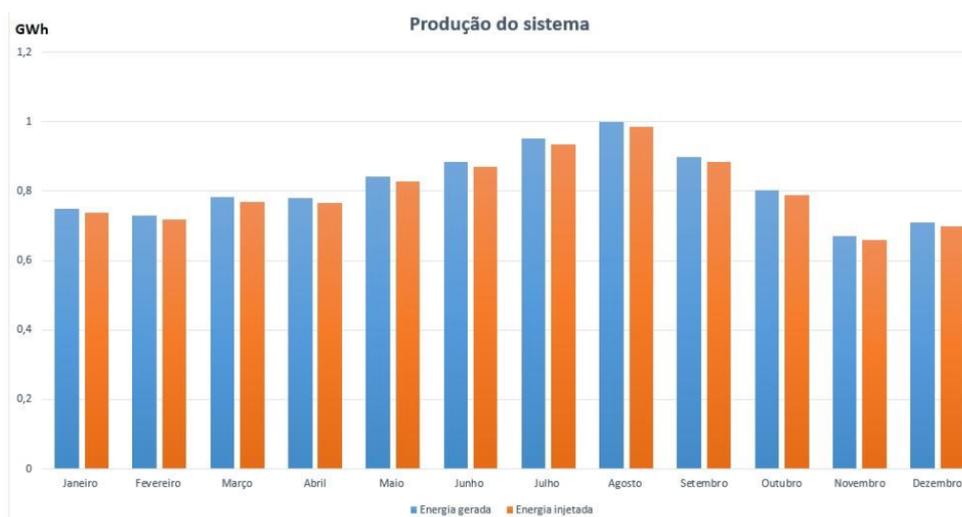


Figura 4.2: Gráfico da Energia gerada x Energia injetada na rede (Fonte: software PVSyst).

Usando os resultados da simulação como base, para a usina em seu total, chega-se a uma produção anual de energia gerada de 7.114,07 *GWh/ano* e capaz de ser injetada na rede em torno de 7.000,82 *GWh/ano*, com uma injeção média diária de aproximadamente 19,18 *GWh/dia* que é 11,38% acima da energia consumida diariamente de 17,22 *GWh/dia*.

4.2 DISCUSSÕES

No local para a instalação da usina é provável que não tenha uma área grande o suficiente para abrigar a usina em sua totalidade, portanto uma opção é instalar na região 1/4 da usina que pode ser composta por 181 ou 182 dessas subusinas (Figura 4.3), o restante da usina pode ser distribuída em outras áreas próximas às outras subestações do Distrito Federal desde que a irradiação média da usina em sua totalidade permaneça igual ou maior do que a observada no dimensionamento da usina, como é o caso das áreas próximas às subestações Mangueiral, Ceilândia Norte, Samambaia e Gama, que juntas têm índices de irradiação média anual maior que $5,46 \text{ kWh/m}^2$ [21].



Figura 4.3: Exemplo de área para a instalação da usina, próximo à subestação Brasília Norte (a área destacada possui dimensões para alocar 1/4 da usina em sua totalidade) (Fonte: Google Maps).

Outro ponto a se observar é verificar a quantidade de CO_2 evitada com a implementação dessa usina, algo que pode ser verificado através da diferença entre a quantidade de CO_2 que seria emitido pelo atual sistema elétrico brasileiro para gerar a mesma quantidade de energia que a UFV projetada e a quantidade de CO_2 emitida pela UFV durante seu tempo de vida útil, já que existe uma pequena taxa de emissão de CO_2 em sistemas fotovoltaicos, mesmo que de forma indireta. Como citado no capítulo 3, em 2021 foi emitido na geração de energia elétrica uma média de $118,5 \text{ kgCO}_2e/MWh$, entretanto a fabricação de módulos, baterias e dos demais equipamentos utilizados para a construção de UFV's também causam a emissão de CO_2 , pois demandam energia desde a mineração da matéria prima para a fabricação dos componentes até chegar no produto final. Segundo pesquisas da Universidade de Utrecht na Holanda de 2015 [23], chegou-se a conclusão de que desde a fabricação dos materiais até a sua reciclagem após a vida útil dos

mesmos, uma UFV (sem sistema de armazenamento) gera em torno de $20 \text{ kgCO}_2e/MWh$ de energia gerada durante uma vida útil de 30 anos, já na fabricação de baterias do tipo chumbo-ácido é necessário levar vários pontos em consideração para estimar qual a emissão de CO_2 na construção de cada uma delas, portanto não foi possível obter um valor preciso de emissão para as mesmas, pois para estimar com mais precisão os valores das emissões geradas na fabricação desses materiais é necessário saber a energia gasta desde a extração dos minérios utilizados e também a taxa de emissão de CO_2 da matriz energética do país em que cada processo foi realizado para enfim chegar-se ao produto final.

Cada subusina é capaz de gerar anualmente em torno de $9,8 \text{ GWh/ano}$, levando em consideração 30 anos de vida útil que dura uma UFV, cada subusina seria capaz de gerar 294 GWh durante toda sua vida útil, como a UFV projetada para suprir o consumo atual do DF é composta por 726 subusinas, a mesma seria capaz de gerar em 30 anos algo em torno de $213,4 \text{ TWh}$ (Terawatt hora) de energia elétrica. Baseado nos dados de emissões indiretas das UFV's, segundo a Universidade de Utrecht na Holanda [23], a UFV projetada (sem contabilizar as emissões devido às baterias) emitiria $4,3 \text{ MtCO}_2e$ (Megatonelada de CO_2 equivalentes), se essa mesma quantidade de energia fosse gerada pelo sistema atual de geração seriam emitidos $25,29 \text{ MtCO}_2e$. Em teoria seriam evitados 21 MtCO_2e durante toda a vida útil da UFV, que é um valor bastante expressivo.

Ainda levando em conta as emissões de CO_2 , pode-se fazer outra análise, segundo a empresa norte-americana E3 - Economy and Equity for the Environment (Economia e Equidade pelo Meio Ambiente), no seu relatório de 2010, intitulado "Riscos Climáticos e Preços de Carbono: Revisitando o Custo Social do Carbono", sugere que o valor da tonelada de CO_2 utilizado para calcular os prejuízos econômicos causados pela emissão de carbono na atmosfera é em torno de US\$ 893,00 por tonelada de CO_2 e pode alcançar US\$ 1.550,00 em 2050 [24]. Se esses mesmos valores fossem aplicados na emissão de CO_2 evitada pela implementação da UFV para suprimento atual do consumo no DF durante seus 30 anos de vida útil, equivaleria a economizar um valor de aproximadamente R\$ 5,86 bilhões (US\$ 1,14 bilhões).

Quanto aos custos que a UFV projetada para suprir o consumo atual do DF gerariam para ser implementada foram levadas as seguintes considerações:

- Preços unitários estimados dos componentes usados: Módulo = R\$ 1.699,00, Inversor = R\$ 81.189,00, Controlador = R\$ 2.198,00 e Bateria = R\$ 27.000,00;
- Custos operacionais e de manutenção ao longo dos 30 anos de vida útil: 15% do total do custo da UFV;
- Em 30 anos de vida útil da UFV seria necessário trocar as baterias 1 vez, trocar o inversor e os controladores 2 vezes.

Sob essas considerações observou-se que o custo da UFV sem o sistema de armazenamento ficou em torno de R\$ 12,88 bilhões, acarretando em um valor de aproximadamente $0,061 \text{ R\$/kWh}$, já com o sistema de armazenamento ficou em torno de R\$ 215,4 bilhões, acarretando em um valor de aproximadamente $1,009 \text{ R\$/kWh}$. Comparando esses valores com os valores estimados de economia com a não emissão de CO_2 , equivalendo a R\$ 5,86 bilhões, nota-se que para a UFV sem o sistema de armazenamento quase

metade dos seus custos seriam compensados pelo valor economizado pela não emissão, já na UFV com o sistema de armazenamento a contribuição para seus custos seria muito baixa.

Com a implementação da UFV dimensionada, é possível alcançar hoje uma matriz elétrica 100% renovável para o DF, ocupando uma área estimada de $20,27 \text{ km}^2$, o que corresponde a aproximadamente 0,35% do território atual do Distrito Federal, entretanto como abordado no capítulo 2 de acordo com o PNE 2050 [4] o consumo de energia elétrica no país em 2050 será em torno de 3,3 vezes o que era consumido em 2015, por isso para manter o DF com uma matriz 100% renovável através do uso da energia solar é necessário continuar implementando sistemas de geração através de fontes renováveis em sua matriz.

De acordo com dados obtidos do banco de dados da ANEEL entre os anos de 2020 até novembro 2022 foi instalado na capital do país uma potência de aproximadamente $170,57 \text{ MW}_p$ em GD devido geração fotovoltaica (Tabela 4.5), o que corresponde a uma média anual de aproximadamente $56,86 \text{ MW}_p/\text{ano}$.

Tabela 4.5: Dados de implementação de sistemas fotovoltaicos no DF (Fonte: site ANEEL, 2022).

ANO	QTD GD	UCs REC	CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
2022	5.563		5.600	75.154,46
2021	2.930		3.191	51.278,89
2020	1.427		2.226	44.137,91
2019	1.461		1.603	26.604,29
2018	784		821	10.216,02
2017	327		339	4.235,91
2016	85		121	1.070,85
2015	35		36	280,02
Total	12.612		13.937	212.978,35

Até o ano de 2050 tem-se em torno de 28 anos pela frente, onde se acredita que o consumo de energia elétrica aumentará bastante. Levando isso em consideração, uma breve opção para que o DF possa manter a sua matriz elétrica 100% renovável através da implementação das UFV's é abordada a seguir.

Supondo que a construção do empreendimento demore em torno de 4 anos para ser concluída e também que o consumo no DF permaneça o mesmo durante esse tempo, então a cada ano $1/4$ da usina precisa entrar em funcionamento e somente após os próximos 4 anos, deverá ser implantada a expansão anual da usina, sendo assim durante um período de 24 anos a usina seria expandida anualmente. Considerando que o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil em 2050 seja 2,5 vezes a média observada entre os anos de 2016 e 2020, pois entre os anos de 2015 e 2020 não houve uma alteração significativa desse consumo de energia elétrica segundo os dados do próprio PNE 2050 [4], o consumo de energia elétrica no DF em 2050 seria em torno de $15.713 \text{ GWh}/\text{ano}$, o que acarreta em um aumento de $9.427,8 \text{ GWh}/\text{ano}$, ou ainda um aumento anual próximo de $392,83 \text{ GWh}/\text{ano}$ durante esses 24 anos, isso equivale a um aumento do consumo diário de aproximadamente $1,08 \text{ GWh}/\text{dia}$ o que acarretaria uma potência de $246,4 \text{ MW}_p$ de novos módulos a serem instalados anualmente.

Considerando também que esse aumento de 2,5 seja refletido em todos os aspectos abordados, como no comportamento das curvas (Figuras 3.1 e 3.2) e da energia a ser gerada (E_D) analisada no início deste capítulo e observando todos os procedimentos, considerações e os mesmos equipamentos utilizados para

dimensionar a usina projetada para suprir o consumo atual do DF nesse estudo, pode-se então propor um exemplo de estratégia que o governo do DF poderia adotar para manter a capital um exemplo de matriz elétrica renovável para o resto do país. Se levarmos em consideração que o consumo no DF a partir do ano de 2027 tenha um crescimento linear e a GD mantenha a contribuição de acrescentar 56,86 MW_p/ano na rede a cada ano, então a partir do ano de 2027, onde se iniciaria a ampliação da UFV, a potência de novos módulos instalados seria de 18,95 MW_p e a partir do próximo ano 190 MW_p a cada ano. Isso equivale a um aumento da usina em 4,4% a sua potência atual, o que equivale a instalar mais 32 subusinas como a que foi descrita no projeto ou ainda instalar em cada ano durante os anos de 2028 e 2050:

- 285.984 módulos fotovoltaicos;
- 143.040 baterias;
- 32 inversores;
- 4.608 controladores de carga.

Com isso em 2050 o sistema possuirá as seguintes características (Tabela 4.6):

Tabela 4.6: Dados dimensionais da usina em 2050 (Fonte: O Autor).

ÁREA OCUPADA PELO BANCO DE BATERIAS	0,23	km ²
ÁREA OCUPADA PELOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	42,31	km ²
ÁREA TOTAL DA USINA	42,54	km ²
POTÊNCIA TOTAL INSTALADA	9,06	GWp
QUANTIDADE DE SUB-BANCOS DE BATERIAS	1.524	unid
QUANTIDADE TOTAL DE BATERIAS	6.812.280	unid
QUANTIDADE TOTAL DE INVERSORES	1.524	unid
QUANTIDADE TOTAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	13.619.988	unid
QUANTIDADE TOTAL DE CONTROLADORES DE CARGA	219.456	unid

Novamente usando como base os resultados da simulação de uma subusina, que foi feita através do software PVsyst, para a usina de 2050, seria necessário uma área estimada de 42,54 km^2 , o que corresponde a 0,74% do território total do Distrito Federal. Esse sistema seria composto por 6.812.280 baterias, 1.524 inversores, 219.456 controladores de carga e 13.619.988 módulos fotovoltaicos, chegando a uma produção anual de energia gerada de 14.933,68 GWh/ano e capaz de ser injetada na rede em torno de 14.695,93 GWh/ano , tendo uma injeção média diária de aproximadamente 40,91 GWh/dia que corresponda a 93,53% da energia consumida diariamente estimada para 2050, de 43,05 GWh/dia , ressaltando que os outros 6,47% corresponde a contribuição de GD na matriz.

Em relação a grande quantidade de módulos e baterias a ser empregada para a execução da UFV projetada para o consumo atual e para 2050, vale ressaltar a questão da sustentabilidade. Após o tempo de vida útil dos módulos é necessário que seja dada aos mesmos a destinação adequada, garantindo que os mesmos não se tornem fonte de poluição ambiental. Quanto às baterias esse processo de destinação é muito mais importante, pois as baterias utilizadas são do tipo chumbo-ácido e esse tipo de bateria é composta essencialmente de chumbo, ácido sulfúrico e materiais plásticos, na qual o chumbo está presente na forma de chumbo metálico, ligas de chumbo, bióxido de chumbo e sulfato de chumbo, e ao ser descartada de

forma errada e entrar em contato com a natureza, pode trazer prejuízos ao meio ambiente e a saúde humana [25]. Outros tipos de baterias como as de íon-lítio são mais ecológicas que as baterias de chumbo-ácido, o que no quesito de sustentabilidade não contribui para que a bateria escolhida seja a melhor opção, entretanto para escolha da bateria foi levado em consideração as características mencionadas no capítulo 3, mesmo assim é fundamental um sistema de logística reversa ambientalmente adequada para receber e reciclar as baterias inservíveis de chumbo-ácido, 99% do chumbo usado nas baterias é reciclado e retornam em forma de nova matéria prima para o mercado [26].

5 CONCLUSÕES

De acordo com o programa NET ZERO 2050 [3], é necessário que medidas para reduzir as emissões de GEE devido o setor energético, o que inclui o setor elétrico, comecem a ser adotadas a partir de agora, pois somente assim será possível alcançar um certo controle no aumento da temperatura global e evitar que os danos causados ao meio ambiente se tornem irreversíveis, portanto toda uma reestruturação na matriz elétrica mundial será necessária, onde a participação das fontes renováveis como solar e eólica tomara espaço das fontes mais poluidoras.

O setor elétrico do mundo é responsável por boa parte das emissões de dióxido de carbono (CO_2) e apesar do grande percentual de fontes renováveis na matriz elétrica do Brasil, só na geração de eletricidade em 2021 foi emitido em média $118,5 \text{ kg } CO_2$ equivalentes por megawatt hora, que é um valor muito inferior se comparado a outros países como EUA e China [27], mesmo assim se o Brasil pretende contribuir com o programa NET ZERO 2050 e buscar zerar as emissões líquidas de CO_2 até 2050, um amplo espaço para o uso de fontes renováveis deverá ser adotado nos próximos anos.

O Brasil é exemplo de matriz elétrica renovável, pois conta com boa parte dela suprida pelas fontes hídricas, porém com a perspectiva de aumento da demanda elétrica dentro das próximas 3 décadas será necessário aumentar a produção de energia elétrica, entretanto muitos fatores podem impedir o país de aumentar o suficiente seu potencial hídrico [4]. Nesse cenário o caminho mais provável é a grande inserção das fontes eólica e principalmente da fotovoltaica na sua matriz, sendo que para essa última o Brasil detém de níveis de irradiação solar maior do que de várias regiões do planeta onde sistemas fotovoltaicos possuem grande participação.

Somente em áreas aonde a irradiação solar chega a $6,0 \text{ kWh}/m^2 \cdot \text{dia}$ o Brasil possui um potencial fotovoltaico que chega a 307 GWp de potência, logo é quase que uma obrigação fazer uso de parte desse potencial [4].

A capital do país localiza-se no centro do Brasil e é palco de acontecimentos de grande repercussão nacional e internacional, acabou por se tornar referência de modernidade para a época em que foi construída e continua sendo, atraindo olhares de várias regiões do país, além disso, possui um índice de irradiação solar médio anual de $5,8 \text{ kWh}/m^2$ que é maior do que a média nacional [5]. O Distrito Federal encontra-se em uma região que é caracterizada por um período seco de quase seis meses por ano e a maior parte da sua energia elétrica é derivada em cerca de 80% da Usina Hidrelétrica de Furnas e 20% da Usina de Itaipu, onde é possível uma redução de suas vazões entre -10% e -50% abaixo da linha de cota, necessitando assim que a matriz elétrica do DF seja mais diversificada para que não sofra com escassez energética no futuro. Portanto a realização de empreendimentos fotovoltaicos na capital apresenta-se como uma ótima opção.

Em acordo com os resultados obtidos do capítulo 4, concluiu-se que a possibilidade de implementar um sistema fotovoltaico, na capital do país, capaz de tornar o atual consumo médio de energia elétrica do Distrito Federal totalmente renovável é tecnicamente viável, sendo que para esse resultado foi necessário uma potência de aproximadamente $4,32 \text{ GWp}$ de módulos fotovoltaicos, contando com um sistema de armazenamento de energia em baterias solares para suprir os períodos de sazonalidade e intermitência do

sistema, sendo capaz de armazenar 58,4 *GWh* de energia e suprir eletricidade por até 24 horas contínuas. Apesar do grande número de componentes a serem utilizados, o que inclui módulos, baterias, inversores e controladores de carga, a área destinada para sua implementação ocuparia um território de 20,27 *km*² o que corresponde a aproximadamente 0,35% do território atual do Distrito Federal.

A usina não necessariamente precisaria ser alocada em um único ponto do DF, podendo assim ser dividida em partes menores e distribuída em localidades do DF que atendam os requisitos para o funcionamento do sistema dentro dos parâmetros em que foi dimensionado, pois a usina é composta por 726 subusinas, cada uma com 5,94 *MWp* de potência de módulos fotovoltaicos.

Através do software PVSyst Versão 7.2.17, foi feita uma simulação de uma dessas subusinas, onde concluiu-se que todo o sistema é capaz de ter uma produção anual de energia gerada de 7.114,07 *GWh/ano* e capaz de ser injetada na rede em torno de 7.000,82 *GWh/ano*, possuindo uma taxa de desempenho de 76,32%, com uma injeção média diária de aproximadamente 19,18 *GWh/dia* sendo 11,38% superior à energia consumida diariamente de 17,22 *GWh/dia*.

Nota-se que para a UFV sem o sistema de armazenamento quase metade dos seus custos seriam compensados pelo valor economizado pela não emissão, já na UFV com o sistema de armazenamento a contribuição para seus custos seria muito baixa, então nesse aspecto a implementação de baterias como sistema de armazenamento pode ser considerada inviável economicamente, ainda sim vale ressaltar que esses valores observados dos custos não são precisos, portanto os mesmos podem ser maiores ou menores, portanto serão necessários estudos para verificar uma avaliação mais precisa dos custos da UFV e do sistema de armazenamento para se ter conclusões mais adequadas, sendo que o mesmo se aplica as emissões de *CO*₂ da usina que podem ser evitadas, já que não foi realizado uma análise precisa quanto as emissões de cada ponto que leva a uma UFV.

Através dos resultados da simulação e contando com a contribuição anual de GD devido geração fotovoltaica, foi sugerido uma solução para suprir e manter a matriz elétrica do DF continuamente renovável à medida que o consumo aumentasse. Concluiu-se que após o período de 4 anos para construção da UFV em sua totalidade, durante os próximos 24 anos a partir de 2027, se a contribuição anual de MMGD na matriz elétrica do DF for próximo de 56,86 *MWp/ano* de potência instalada e seja realizada uma expansão anual da usina projetada em torno de 4,4% a sua potência atual, o que equivale a instalar anualmente mais 32 subusinas como a que foi descrita nesse estudo, em 2050 a produção anual de energia gerada seria de 14.933,68 *GWh/ano* e capaz de ser injetada na rede em torno de 14.695,93 *GWh/ano*, tendo uma injeção média diária de aproximadamente 40,91 *GWh/dia* que corresponde a 93,53% da energia consumida diariamente estimada para 2050, sendo que os outros 6,47% deverá ser suprida pela contribuição da GD que foi considerada, o que pode inclusive fazer com que a energia injetada na rede seja acima dos 2,5 vezes o consumo diário atual.

A UFV de 2050 seria composta por 1524 subusinas, totalizando 9,06 *GWp* de potência fotovoltaica instalada e capaz de armazenar 122,6 *GWh* de energia, conseguindo suprir, junto da contribuição de GD, totalmente o consumo suposto de energia em 2050, mantendo a matriz elétrica da capital 100% renovável.

Outro ponto a se ressaltar é que a usina projetada para 2050 necessitaria de uma área menor que 1% do território abrangido pelo Distrito Federal, o que contribui para diminuir os impactos ambientais causados na construção desses sistemas.

Devido a grande quantidade de componentes necessários para a UFV projetada, o governo deverá criar uma maneira adequada de descarte e reciclagem dos materiais após o período de sua vida útil, para evitar que uma solução renovável se torne um problema ambiental. As baterias são um elemento relevante nesse quesito já que são feitas de chumbo-ácido e o chumbo é um material tóxico, portanto um plano de retorno desses materiais para o fabricante dar o devido destino e reciclagem dos mesmos é essencial para que o uso desse tipo de bateria seja viável ambientalmente. O mais correto a se adotar é o uso de vários tipos de sistemas de armazenamento para assim garantir uma melhor confiabilidade e variabilidade do sistema de armazenamento da usina, o que contribui com o desenvolvimento dos variados tipos de armazenamento disponíveis, já que a depender da situação e/ou localização um tipo pode ser mais adequado do que outro.

Assim como mencionado no capítulo 2 os componentes usados em SFV's são melhorados constantemente, principalmente os módulos e os sistemas de armazenamento de energia, onde se destacam as baterias como sendo um dos que mais terão aplicações de pesquisa e desenvolvimento, portanto para a aplicação de sistemas fotovoltaicos no DF estudos futuros deverão ser realizados e à medida que estiver disponíveis comercialmente equipamentos melhores e mais eficientes, o sistema fotovoltaico projetado para 2050 poderá ser alterado e atualizado, contribuindo com a redução da quantidade necessária de módulos e de baterias, além de que outras formas de armazenamento poderão ser utilizadas.

Um dos principais fatores que desacreditavam o uso de fontes de energia não despacháveis, como é o caso da maioria das fontes renováveis, era garantir a confiabilidade da produção de energia quando essa fosse demandada, o que devido o amplo estudo e melhoramento das tecnologias de armazenamento serviu como solução para tornar viável o uso das fontes renováveis não despacháveis e irá torná-las cada vez melhor, entretanto a inserção de grandes potências desses sistemas no sistema da distribuidora local, devido também a provável grande conexão de GD, surtirá na necessidade de estudos futuros para o reforço do sistema de transmissão existente e de ampliação e atualização do mesmo, tornando-o capaz de possuir dois fluxos de transmissão de energia elétrica, já que boa parte dos consumidores passarão a ser fornecedores de eletricidade. Portanto é preciso que todos esses fatores sejam avaliados quanto aos impactos na qualidade e confiabilidade de fornecimento, necessitando de estudos para mitigar possíveis efeitos indesejados.

Por fim o uso de fontes renováveis será a mais adotada no mundo para suprir as necessidades futuras do setor elétrico e energético como um todo e as mais aceitáveis nos acordos ambientais, sendo necessário abandonar as fontes poluidoras e punir àqueles que insistirem em investir nessas fontes poluentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PORTAL-SOLAR. Tipos de painel solar fotovoltaico. *Disponível em:* <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>; 2022.
- [2] ANEEL. Nota técnica nº 260/2016–sgt/aneel. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022.
- [3] BOUCKAERT, S. Net zero by 2050 - a roadmap for the global energy sector. revised version. *Site IAE - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*, 2021.
- [4] EPE. Plano nacional de energia 2050. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília*, 2020.
- [5] WWF. *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília*. [S.l.]: WWF-Brasil, 2016.
- [6] ANEEL. Relatórios e indicadores geração. *ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:* <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>, 2022.
- [7] EPE. Abcd energia, matriz energética e elétrica. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:* <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletricaELETRICA>, 2021.
- [8] EPE. Balanço energético nacional 2022. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Site EPE*, 2022.
- [9] EPE. Anuário estatístico de energia elétrica 2021 ano base 2020. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE*, 2021.
- [10] WIKIPÉDIA. Litoral do brasil. *Disponível em:* https://pt.wikipedia.org/wiki/Litoral_do_Brasil, 2022.
- [11] IBGE. Conheça o brasil – território, biomas brasileiros. *IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatísticas. Disponível em:* <https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/territorio/18307-biomas-brasileiros.html>, 2022.
- [12] CRESESB. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.]: Site CRESESB, 2014.
- [13] ABNT. *NBR-10899 - Energia Solar Fotovoltaica — Terminologia*. [S.l.: s.n.], 2013.
- [14] CANAL-SOLAR. Armazenamento de energia: tecnologias de baterias elétricas. *Disponível em:* <https://canalsolar.com.br/armazenamento-de-energia-tecnologias-de-baterias-eletricas/>, 2021.
- [15] SOLAR-INOVE. Half-cell – vantagens e desvantagens. *Disponível em:* <https://blog.solarinove.com.br/half-cell-vantagens-e-desvantagens-solar-inove>, 2022.
- [16] WIKIPÉDIA. Central hidroelétrica reversível. *Disponível em:* https://pt.wikipedia.org/wiki/Central_hidroelétrica_reversível, 2022.
- [17] ENGIE. Hidrogênio verde - saiba como o hidrogênio se transforma em combustível. *Disponível em:* <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/saiba-como-o-hidrogenio-se-transforma-em-combustivel>, 2022.

- [18] CIMAUTOMAÇÃO. Supercapacitores: O que são e quais suas aplicações? *Disponível em:* <https://blog.cimautomacao.com.br/supercapacitores-o-que-sao-e-quais-suas-aplicacoes/>, 2022.
- [19] FRANCO, L. Supercapacitores – o que são e como são ensinados em sala de aula. *Disponível em:* <https://blog.liceufranco.com.br/supercapacitores-o-que-sao-e-como-sao-ensinados-em-sala-de-aula/>, 2022.
- [20] INEE. O que É geração distribuída. *INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. Disponível em:* http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp, 2022.
- [21] CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. *Disponível em:* <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>, 2022.
- [22] WEATHER-SPARK. Clima e condições meteorológicas médias em Brasília no ano todo. *Disponível em:* <https://pt.weatherspark.com/y/30238/Clima-caracteristico-em-Brasilia-Brasil-durante-o-ano>, 2022.
- [23] PASSOS, F. Qual É a sua pegada de carbono e qual a classificação dos módulos fotovoltaicos de acordo com critérios ambientais e sociais (svtc 2020)? Site microgeração fotovoltaica. *Disponível em:* <https://microgeracaofv.wordpress.com/2018/03/15/qual-e-a-sua-pegada-de-carbono-e-qual-a-classificacao-dos-modulos-fotovoltaicos-de-acordo-com-criterios-ambientais-e-sociais->, 2020.
- [24] BRASIL, I. carbono. Prejuízo econômico do carbono pode chegar a us\$ 893/ tco_2 . Site Remade. *Disponível em:* <http://www.remade.com.br/noticias/9075/prejuizo-economico-do-carbono-pode-chegar-a-us-893-tco2->, 2011.
- [25] TRINDADE, F. Sustentabilidade - as baterias de íons de lítio são mais ecológicas do que as baterias de chumbo-ácido? por que substituí-las? *Blog Schneider Electric. Disponível em:* <https://blog.se.com/br/sustentabilidade/2018/10/23/as-baterias-de-ions-de-litio-sao-mais-ecologicas-do-que-as-baterias-de-chumbo-acido-por-que-substitui-las/>, 2018.
- [26] FECOMERCIO-SP. Sustentabilidade - reciclagem de baterias de chumbo-ácido é positiva dos pontos de vista ecológico, econômico e social. *Disponível em:* <https://www.fecomercio.com.br/noticia/reciclagem-de-baterias-de-chumbo-acido-e-positiva-dos-pontos-de-vista-ecologico-economico-e-social>, 2018.
- [27] EPE. Relatório síntese - balanço energético nacional 2022. *EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Site EPE*, 2022.