

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica

Pedro Paulo Nunes Costa

**Centrais fotovoltaicas consorciadas à centrais geradoras hidrelétricas
(CGHS) – Um estudo de caso**

Belo Horizonte

2022

Pedro Paulo Nunes Costa

**Centrais fotovoltaicas consorciadas à centrais geradoras hidrelétricas
(CGHS) – Um estudo de caso**

Versão final

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Carlos Barreira Martinez
(Universidade Federal de Itajubá / Universidade Federal de Minas Gerais)

Co-orientadores:

- Prof^a. Edna Maria de Faria Viana
(Universidade Federal de Minas Gerais)
- Prof. Victor Flores Mendes
(Universidade Federal de Minas Gerais)

Belo Horizonte

Belo Horizonte
2022

C837c Costa, Pedro Paulo Nunes.
Centrais fotovoltaicas consorciadas à centrais geradoras hidrelétricas (CGHS) – um estudo de caso [recurso eletrônico] / Pedro Paulo Nunes Costa. - 2022.
1 recurso online (104 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Carlos Barreira Martinez.
Coorientadores: Edna Maria de Faria Viana, Victor Flores Mendes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 92-104.
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. Viabilidade econômica - Teses. 4. Usinas hidrelétricas - Teses. I. Martinez, Carlos Barreira. II. Viana, Edna Maria de Faria. III. Mendes, Victor Flores. IV. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. V. Título.

CDU: 621(043)

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária Roseli Alves de Oliveira CRB/6 2121
Biblioteca Prof. Mário Werneck, Escola de Engenharia da UFMG



Universidade Federal de Minas Gerais

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Av. Antônio Carlos, 6627 – Pampulha – 31.270-901 – Belo Horizonte – MG

Tel.: +55 31 3499-5142 – Fax.: +55 31 3443-3783

www.demec.ufmg.br – E-mail: cpgmec@demec.ufmg.br

CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONSORCIADAS À CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS (CGHS) – UM ESTUDO DE CASO

Pedro Paulo Nunes Costa

Dissertação defendida e aprovada em 24, de março de 2022, pela Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de “**Mestre em Engenharia Mecânica**”, na área de concentração “**Energia e Sustentabilidade**”.

Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez - (UFMG / UNIFE)

Prof^ª. Edna Maria de Faria Viana (UFMG) – Co Orientador

Prof. Victor Flores Mendes (UFMG) – Co Orientador

Prof. Dr.. Regina Mambeli Barros - (UNIFEI) – Examinador

Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira- (UFV) – Examinador



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONSORCIADAS À CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS (CGHS) – UM ESTUDO DE CASO

PEDRO PAULO NUNES COSTA

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, constituída pelos Professores: Dr. Carlos Barreira Martinez (Orientador – Universidade Federal de Minas Gerais), Dra. Edna Maria de Faria Viana (Coorientadora - Departamento de Engenharia Hidráulica e de Recursos Hídricos/UFMG), Dr. Victor Flores Mendes (Coorientador - Departamento de Engenharia Elétrica/UFMG), Dra. Regina Mambeli Mendes (Universidade Federal de Itajubá/UNIFEI) e Dr. Heverton Augusto Pereira (Universidade Federal de Viçosa/UFV), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "**Mestre em Engenharia Mecânica**", na área de concentração de "**Energia e Sustentabilidade**".

Dissertação aprovada no dia 24 de março de 2022.



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Barreira Martinez, Usuário Externo**, em 01/04/2022, às 16:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Edna Maria de Faria Viana, Professora do Magistério Superior**, em 11/04/2022, às 11:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Heverton Augusto Pereira, Usuário Externo**, em 11/04/2022, às 14:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 12/04/2022, às 10:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Regina Mambeli Barros, Usuária Externa**, em 19/04/2022, às 12:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1338760** e o código CRC



BE65CCA6.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus familiares, pelo constante incentivo e pela formação pessoal. Agradeço ao meu orientador, Prof. Carlos Barreira Martinez e coorientadores Profa. Edna Maria de Faria Viana e Prof. Victor Flores Mendes, pela assistência concedida à realização deste projeto e por todo o conhecimento que tive a oportunidade de absorver ao longo destes dois anos de trabalho. Agradeço aos colegas, professores e demais funcionários da UFMG por terem todos contribuído de alguma forma para a minha formação. Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico pelo apoio financeiro concedido a este projeto.

Meus sinceros agradecimentos.

*“Há mais coisas entre o céu e a terra, Horácio, do que sonha a nossa vã
filosofia”*

William Shakespeare

RESUMO

O uso de sistemas fotovoltaicos instalados sobre a água tem algumas vantagens em relação aos sistemas instalados em terra, telhados, etc., como por exemplo, o resfriamento dos painéis aumentando sua eficiência, custo evitado na aquisição/locação de terrenos, diminuição da evaporação no reservatório e diminuição nas emissões de CO₂. Considera-se que a utilização de Centrais Fotovoltaicas Flutuantes (CFVF) consorciadas a Usinas Hidrelétricas (UHEs) também têm como ponto positivo o seu baixo custo de conexão à rede elétrica devido a existência, geralmente, de uma estrutura de conexão das UHEs. O sistema é subdividido em três partes: subsistema gerador, composto pelos painéis e as estruturas de montagem; subsistema condicionador de potência, constituído pelo inversor fotovoltaico e seus controles, e um armazenador de energia, que nesse caso seria o próprio reservatório que retém a água a ser turbinada. Desse modo, o reservatório funciona como um “armazenador de energia” sendo que os geradores hidroelétricos produzirão a energia, por exemplo, nos horários de pico de demanda e/ou quando houver baixa irradiação solar. Para o desenvolvimento desse trabalho propõe-se utilizar planilhas estruturadas em Excel com entradas de dados simples que permitam simular a geração das CGHs frente às configurações de arranjo básico investigadas e a disponibilidade de energia fotovoltaica frente a disponibilidade local. O estudo de caso apresenta uma proposta referente a instalação de uma Central Fotovoltaica Flutuante (CFVF) de 3,375 MW no reservatório auxiliar de regularização da Central Geradora Hidrelétrica REPI (CGH REPI), situada na cidade de Wenceslau Braz /MG. A usina fornece energia para Indústria de Material Bélico (IMBEL), estando enquadrada na categoria de Autoprodutor de Energia. Os resultados obtidos demonstram que o sistema pode gerar energia com o menor custo, em relação ao ângulo de inclinação, de R\$ 588,00/MWh, ocupando apenas 23% do reservatório auxiliar e evitando a evaporação de 46.956,18 m³ de água por ano. Do ponto de vista energético, o ganho médio de energia gerado pela hidrelétrica após a adição da geração FV flutuante seria de 53%. O período de retorno para o investimento foi estimado em 7 anos com custos iniciais de R\$ 25.038.499,20 para o preço de venda de energia de 0,78 R\$/kWh. As emissões CO₂ podem ser compensadas após 3 anos e 10 meses de funcionamento da CFVF.

Palavras-Chave: Centrais Fotovoltaicas Flutuantes, Centrais Híbridas, Aumento do Fator de Capacidade de CGHs, Viabilidade Econômica e Energética.

ABSTRACT

The use of photovoltaic systems installed over water has some advantages over systems installed on land, roofs, etc., such as cooling the panels, increasing their efficiency, avoided cost in land acquisition/leasing, reduced evaporation in the reservoir and decrease in CO₂ emissions. It is considered that the use of Floating Photovoltaic Plants (CFVF) in consortium with Hydroelectric Power Plants (UHEs) also has as a positive point its low cost of connection to the electricity grid due to the existence, generally, of a connection structure for the UHEs. The system is subdivided into three parts: generator subsystem, composed of panels and assembly structures; power conditioning subsystem, consisting of the photovoltaic inverter and its controls, and an energy store, which in this case would be the reservoir itself that holds the water to be turbined. In this way, the reservoir works as an “energy store” and the hydroelectric generators will produce the energy, for example, during peak demand hours and/or when there is low solar irradiation. For the development of this work it is proposed to use structured Excel spreadsheets with simple data entries that allow to simulate the generation of CGHs against the investigated basic arrangement configurations and the availability of photovoltaic energy against the local availability. The case study presents a proposal for the installation of a 3.375 MW Floating Photovoltaic Plant (CFVF) in the auxiliary reservoir for regularization of the REPI Hydroelectric Generating Plant (CGH REPI), located in the city of Wenceslau Braz / MG. The plant supplies energy to the Military Material Industry (IMBEL), falling under the category of Self Producer of Energy. The results obtained demonstrate that an inclination of the PV panel of approximately 5° can generate energy with the lowest cost, of R\$ 588.00/MWh, occupying only 23% of the auxiliary reservoir and avoiding the evaporation of 46,956.18 m³ of water per year. From an energy point of view, the average energy gain generated by the hydroelectric plant after the addition of floating PV generation would be 53%. The payback period for the investment was estimated in 7 years with initial costs of R\$25,038,499.20 for the energy sale price of R\$0.78/kWh. And CO₂ emissions can be offset after 3 years and 10 months of CFVF operation.

Palavras-Chave: Floating Photovoltaic Plants, Hybrid Plants, Increase in the Capacity Factor of CGHs, Economic And Energy Feasibili

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte (SIGA, 2021)	20
Figura 2 - Classificação de Usina Hidrelétrica Adaptado de (PATIL, 2008) adaptado	25
Figura 3 - Elementos de uma usina hidrelétrica (LEITE, 2020).	26
Figura 4 - Esquema representativo do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (FERREIRA, PAIVA e DOURADO, 2019).	28
Figura 5 - Principais elementos de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede (MAHELA e SHAIK, 2017) adaptado.	29
Figura 6 - Configurações de inversores fotovoltaicos conectados à rede. a) Modulo inversor b) Inversor string (em série) c) Inversor multi-string d) Inversor central (KEREKES, SÉRA e MÁTHÉ, 2015) adaptado.	32
Figura 7 - Tipos de configurações de conexão: (a) series parallel, (b) total cross tied, (c) bridge linked, and (d) honeycomb with (e) a estrutura honeycomb. (KUMAR, WINSTON, et al., 2017)	33
Figura 8 - Componentes do sistema flutuante fotovoltaico (RODRIGUES, RAMALHO e MEDEIROS, 2020) adaptado	34
Figura 9 - Tecnologia Ciel et Terre (C&T, 2021)	36
Figura 10 - Tecnologia Solaris Synergy (SOLARIS, 2021)	36
Figura 11 - Radiação global em dias com diferente nebulosidade (ROSA, 2003)	39
Figura 12 - Variação mensal da irradiância diária média em diversas inclinações (ROSA, 2003)	40
Figura 13 - Albedo de água para a incidência da radiação solar direta, em função do ângulo de incidência (em relação à incidência normal 0°), para água limpa (sem material em suspensão) e parada (sem ondulação na superfície). (GALDINO e OLIVIERI, 2018) adaptado.	41
Figura 14 - Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50 % da irradiância original (linha tracejada); curva I-V com o mesmo sombreamento, mas com a utilização de diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos) (PINHO e GALDINO, 2014)	42
Figura 15 - Variação do fator ks em relação a latitude, adaptado (Santafé, 2011)	43
Figura 16 - Ângulos de sombreamento em função do número e do ângulo de inclinação dos painéis (ROSA-CLOT e TINA, 2017) adaptado.	44
Figura 17 - Primeiro estágio da compensação (AN, FANG, et al., 2015) adaptado	46
Figura 18 - Segundo estágio, verifica-se a eliminação da a) aleatoriedade b) intermitência (AN, FANG, et al., 2015)	47
Figura 19 - Representação do consumo de energia e geração de um mix de energia 100% renovável composto por energia solar e por uma usina fio d'água no norte da Itália. (FRANÇOIS, BORGA, et al., 2016)	48
Figura 20 - Vazões naturais, equivalentes e totais de cada usina hidrelétrica na bacia do rio São Francisco (SILVÉRIO, BARROS, et al., 2018)	48
Figura 21 - Custos das UHEs por país (IRENA, 2014) adaptado	50
Figura 22 - Custos de investimento em função da capacidade instalada e queda da água (KALDELLIS e KONDILI, 2011) adaptado.	50
Figura 23 - LCOE por país e região (IRENA, 2014) adaptado	51

Figura 24 - Custo kWh para módulos em plataforma horizontal com rastreamento de eixo vertical (VAT) (linha contínua) e planta fixa (linha tracejada) quando o custo da balsa varia de \$ 1000 a \$ 2500 (ROSA-CLOT e TINA, 2017)	55
Figura 25 - Gráfico do LCOE em função do ângulo de inclinação (SILVÉRIO, BARROS, et al., 2018).	56
Figura 26 - LCOE, em USD/kWh, para a capacidade total do sistema (kW) (BARBUSCIA, 2017)	57
Figura 27 - Variação do LCOE em função do comprimento das linhas internas (SILVÉRIO, BARROS, et al., 2018)	58
Figura 28 - Fluxograma dos procedimentos utilizados no projeto	59
Figura 29 - Dimensões do Painel FV (SANTAFÉ, 2011) adaptado	65
Figura 30 - Curvas I-V e P-V do painel FV (PVSYST, 2017)	66
Figura 31 - Arranjo Geral da CGH REPI (IMBEL, 2009) adaptado	75
Figura 32 - Fator de capacidade para CGH REPI para os anos entre 1998 e 2008	80
Figura 33 - Energia Gerada na CGH REPI (kWh)	80
Figura 34 - Energia média mensal gerada entre os anos de 2008 e 2018	81
Figura 35 - Geometria básica do sistema	82
Figura 36 - Representação dos painéis flutuantes no reservatório principal	82
Figura 37 - Representação do painéis flutuantes no reservatório auxiliar	83
Figura 38 - Produção anual de energia	85
Figura 39 - Cálculo do LCOE para diferentes inclinações	86
Figura 40 - Curva do período de retorno do sistema fotovoltaico	87
Figura 41 - Energia anual gerada pela CGH e pela CFVF e fatores de capacidade (FC) da usina híbrida (Hidro/FV) e da CGH (Hidro)	88
Figura 42 - Vazões natural, equivalente e total para a CGH REPI	89

LISTA DE QUADROS

Tabela 1 - Vantagens, desvantagens, oportunidades e perigos (ROSA-CLOT e TINA, 2018) adaptado.	38
Tabela 2 - Valor U (W / m^2K) para os diferentes tipos de flutuadores categorizados por Liu et al. (2018)	45
Tabela 3 - Resumo dos custos para hidrelétricas (IFC, 2010) adaptado.	51
Tabela 4 - LCOE e período de retorno para diferentes tecnologias em algumas localidade (OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020) adaptado.	53
Tabela 5 - Comparação dos custos de investimento, solo x flutuantes (GROUP WORLD BANK; SERIS; ESMAP, 2019) adaptado.	53
Tabela 6 - Valores para o CAPEX dos componentes solares flutuantes (WANG e BARNETT, 2019) adaptado.	54
Tabela 7 - Valores CAPEX para sistemas flutuantes (WANG e BARNETT, 2019) adaptado	54
Tabela 8 - Custos de painéis flutuantes FV de acordo com ângulo de inclinação (SILVÉRIO, BARROS, et al., 2018) adaptado.	56
Tabela 9 - Influência da escolha da estrutura no LCOE (BARBUSCIA, 2017) adaptado	57
Tabela 10 - Fator de capacidade médio das usinas do SIN (Sistema Interligado Nacional) (EPE, 2007)	61
Tabela 11 - Fatores de correção de irradiação para superfícies inclinadas (PVSYST, 2017)	62
Tabela 12 - Carbono embutido em instalações polycristalinas (MYRANS, 2009).	64
Tabela 13 - Características do Inversor (PVSYST, 2017)	67
Tabela 14 - Custos dos equipamentos fotovoltaicos (WANG e BARNETT, 2019) adaptado	67
Tabela 15 - Variação do custo do sistema em função do ângulo de inclinação - Santafé et al. (2014)	67
Tabela 16 - Resumo dos itens utilizados na análise financeira.	68
Tabela 17 - Resumo das perdas para o sistema flutuante	72
Tabela 18 - Série histórica de vazões transpostas para CGH REPI de 1947 a 1976 (IMBEL, 2009) adaptado	75
Tabela 19 - Série histórica de vazões transpostas para CGH REPI de 1977 a 2007 (IMBEL, 2009) adaptado	76
Tabela 20 - Resumo das vazões obtidas no estudo hidrológico para o Rio de Bicas (IMBEL, 2009)	77
Tabela 21 - Resumo das vazões transpostas obtidas no estudo hidrológico para o Ribeirão do Quilombo (IMBEL, 2009)	77
Tabela 22 - Dados dos reservatórios da CGH REPI (IMBEL, 2009)	78
Tabela 23 - Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Auxiliar (IMBEL, 2009)	78
Tabela 24 - Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Principal (IMBEL, 2009)	79
Tabela 25 - Dados de irradiação, temperatura média e velocidade do vento para Wenceslau Braz (PVSYST, 2017)	83
Tabela 26 - Dados de irradiação para Wenceslau Braz (SWERA, 2020)	84
Tabela 27 - Irradiação em superfícies inclinadas em Wenceslau Braz	84
Tabela 28 - Dados sobre evaporação evitada nos reservatórios	84
Tabela 29 - Custos do Sistema ($R\$/Wp$)	85
Tabela 30 - Cálculo da energia média diária e da energia elétrica anual para ano 1	86
Tabela 31 - Emissão evitada de CO ₂	90

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABEX	Custos de Abandono
ANA	Agência Nacional de Águas
BOP	Balanço de Custos da Planta
C&T	Ciel et Terre
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Custos de Capital
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
FC	Fator de Capacidade
CFV	Centrais Fotovoltaicas
CFVF	Centrais Fotovoltaicas Flutuantes
CGH	Centrais Geradoras de Energia
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
c-Si	Silício Monocristalino
HDPE	Polietileno de Alta Densidade
FIT	Tarifa de Injeção
LCOE	Custo Nivelado da Eletricidade
MPPT	Seguidor de Máxima Potência
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	Custos de O&M
pc-Si	Silício Policristalino
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRVF	Polímero Reforçado com Fibra de Vidro
PR	Período de Retorno
FV	Fotovoltaico
PVC	Cloreto de Polivinila

SHE	Sistemas Híbridos de Energia
UHE	Usinas Hidrelétricas

NOMENCLATURAS

Letras Grega

β	Inclinação do plano coletor
ε	Taxa média da perda de energia nas linha de distribuição e transmissão
η	Eficiência [%]
η_m	Eficiência do módulo [%]
η_m	Eficiência do Sistema [%]
Θ	Ângulo de incidência solar
ρ	Massa específica da água em [kg/m ³]
$\tau\alpha$	Produto efetivo de transmitância-absorvância

Letras Latina

A	Área ocupada pelos módulos de geração [m ²];
d_s	Espaço entre fileiras adjacentes [m]
E	Produção anual de eletricidade [kWh]
E_m	Produção diária de eletricidade
E_0	Taxa de Evaporação
F_{cob}	Fator de Cobertura
g	Constante de gravidade de [9,81 m/s ²]
G	Valor padrão da emissão de gases de efeito estufa de cada país por ano (tCO ₂),
G_T	Quantidade de emissão reduzida de gases de efeito estufa por ano (tCO ₂),
h	Altura da queda [m]
h_s	Altura do módulo em relação ao plano horizontal [m]
H_T	Radiação solar [W/m ²]
$H_{T,NOCT}$	Radiação solar na condição NOCT [W/m ₂]
I	Comprimento da superfície do painel [m]
n_a	Número de dias no ano
P	Potência [W]

P_n	Potência nominal do módulo [Wp]
Q	Vazão [m^3/s]
Q_{eq}	Vazão equivalente [m^3/s]
r	Redução de evaporação devido à cobertura [%]
R_d	Taxa de desconto [%]
T_a	Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]
$T_{a,NOCT}$	Temperatura do ambiente na condição NOCT [$^{\circ}C$]
TD	Taxa de degradação [%]
T_m	Temperatura do módulo [$^{\circ}C$]
T_{NOCT}	temperatura do módulo na condição NOCT [$^{\circ}C$]
V	Velocidade do vento [m/s]
VA	Volt-ampère
V_e	Volume de água que deixa de evaporar [m^3]
W	Watts
Wh	Watts-horas
Wp	Watts-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	16
1.2	HERAÇÃO FOTOVOLTAICA	19
1.3	MOTIVAÇÕES PARA O TRABALHO PROPOSTO	20
1.3.1	OBJETIVOS	21
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS E FOTOVOLTAICAS TERRESTRES E FLUTUANTES	23
2.1	CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS (CGH)	24
2.2	CENTRAL FOTOVOLTAICA TERRESTRE (CFV)	28
2.2.1	CONEXÃO COM A REDE	30
2.3	CENTRAL FOTOVOLTAICA FLUTUANTE (CFVF)	33
2.3.1	SISTEMA FLUTUANTE	34
2.3.2	SISTEMAS DE AMARRAÇÃO	36
2.3.3	CABOS E CONECTORES	37
2.4	IMPACTOS NA VIDA AQUÁTICA	37
2.5	RDIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE	38
2.5.1	ENERGIA SOLAR EM SUPERFÍCIES INCLINADAS	39
2.5.2	ALBEDO DA ÁGUA	40
2.5.3	EFEITO DO SOMBREAMENTO	41
2.5.4	SOMBREAMENTO ENTRE PAINÉIS DEVIDO SUA INCLINAÇÃO	42
2.5.5	TEMPERATURA EM PAINÉIS FLUTUANTES	44
2.6	USINAS SOLARES FLUTUANTES EM CONSÓRCIO COM HIDRELÉTRICAS	46
3	ANÁLISE DE CUSTOS DAS USINAS RENOVÁVEIS	49
3.1	CUSTO DAS HIDRELÉTRICAS	49
3.1.1	ESTIMATIVAS DE CUSTOS INTERNACIONAIS PARA HIDRELÉTRICAS	49
3.2	CUSTOS DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES	51
3.2.1	CUSTOS DOS COMPONENTES DAS CENTRAIS FVS FLUTUANTES	53
3.2.2	ALTERAÇÕES NO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE) PELAS CONFIGURAÇÕES DOS MÓDULOS	54
4	METODOLOGIA	59
4.1	ANÁLISE ECONÔMICA	59
4.1.1	MÉTODO DE CUSTO NIVELADO PARA VIABILIDADE ECONÔMICA (LCOE)	59
4.1.2	FATOR DE CAPACIDADE	60
4.1.3	PERÍODO DE RETORNO	61
4.2	DADOS CLIMATOLÓGICOS	62
4.2.1	IRRADIAÇÃO	62
4.2.2	CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO EM PLANO INCLINADOS	62
4.2.3	EVAPORAÇÃO	62
4.2.4	EMIÇÃO CO ₂	63
4.3	CENTRAL FOTOVOLTAICA FLUTUANTE	64
4.3.1	SELEÇÃO DE EQUIPAMENTOS	64
4.3.2	CUSTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO	67
4.3.3	CÁLCULO DA ENERGIA GERADA	68
4.3.4	EFICIÊNCIAS DA PLANTA FLUTUANTE FOTOVOLTAICA	69
4.3.5	MODELAGEM DA ENERGIA PRODUZIDA PELA CFVF COMO VAZÃO EQUIVALENTE À USINA HÍBRIDA	72
5	ESTUDO DE CASO	74
5.1	SELEÇÃO DA HIDRELÉTRICA	74
5.1.1	DESCRIÇÃO DA HIDRELÉTRICA	74
5.1.2	SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES DA CGH REPI	75

5.1.3	DADOS DOS RESERVATÓRIOS	77
5.1.4	USO DA SUPERFÍCIE DO RESERVATÓRIO	79
5.1.5	FATOR DE CAPACIDADE DA USINA HIDRELÉTRICA	79
5.1.6	GERAÇÃO DE ENERGIA NA CGH REPI	80
5.2	APLICAÇÃO DO PROJETO NO RESERVATÓRIO	81
5.3	DADOS CLIMATOLÓGICOS	83
5.4	EVAPORAÇÃO	84
5.5	CUSTOS DO SISTEMA DE ACORDO COM A INCLINAÇÃO	85
5.6	DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	85
5.7	ENERGIA GERADA PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO	86
5.8	PERÍODO DE RETORNO DA CFVF	87
5.9	ESTIMATIVAS PARA OPERAÇÃO CONJUNTA ENTRE A CFVF E A CGH	88
5.10	REDUÇÃO DA EMISSÃO DE CO₂	89
6	CONCLUSÕES	90
	REFERÊNCIAS	92

1 INTRODUÇÃO

1.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil

O setor elétrico Brasileiro teve seu início ainda na época do império em que o governo demonstrou interesse na implementação de um serviço público de energia elétrica no Brasil. D. Pedro II convida Thomas Edison para implementação da eletricidade na iluminação pública em 1879. Dos anos de 1880 a 1930, conhecidos pelo monopólio privado, foram implantados os primeiros empreendimentos nacionais e estrangeiros, que foram dominados pela capital estrangeiro a partir de 1920 (JANNUZZI, 2007).

Em uma segunda fase, que tem início com a ascensão do governo Vargas (1930-1945), há a formação de concessionárias nacionais e estrangeiras e as primeiras leis e decretos tentando regulamentar o setor, destaque para a implantação do Código de Águas em 1934, pelo decreto nº 24.643. Essa fase coincide com a aceleração do desenvolvimento econômico brasileiro e resultou na falta de investimentos para suprir a demanda de energia elétrica necessária. Essa fase se prolonga, até o governo de Juscelino Kubitschek (1956-1960) que dá início ao que pode ser considerada a terceira fase do setor elétrico, em que o Estado Nacional passa a ser o indutor dos investimentos continuando o processo de estruturação do setor iniciado na era Vargas, especialmente com as ações de criação de concessionárias estaduais entre os anos de 1946 a 1962. Isso culmina com a criação da Eletrobrás em 1962, que é criada por meio de um instrumento jurídico, lei nº 3.890-a, de 25 de abril de 1961, permitindo a União constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências.

Até o início do período militar, o setor foi marcado por um importante marco regulatório, seguido de um processo de estatização (GOMES e VIEIRA, 2008). Entre os anos de 1963 e 1979, a Eletrobrás efetuou grandes investimentos, atingindo seu ápice do novo modelo institucional em 1979. Nessa época ocorreu uma aceleração do processo de estatização com um modelo centralizado com tarifas equalizadas. A crise da dívida externa provocada por instabilidades nacionais e internacionais e pela alta do preço do petróleo desembocou em uma crise institucional entre os anos de 1980 e 1992. Isso afetou profundamente o crescimento do setor elétrico provocando uma nova mudança das regras institucionais.

Em uma quarta fase, o governo de Fernando Henrique Cardoso (1995-2003), promulga a Lei nº 8.631/93, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, equaciona os débitos do setor e promove mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro e dá outras providências. Nesse

período ocorre um processo de privatização restando apenas 6 distribuidoras sob o domínio predominante dos estados. Nessa época desataca-se a criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pela lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. No fim 2002, empresas estatais eram as maiores responsáveis pela geração e a transmissão era principalmente privada. Em maio de 2001, o governo foi obrigado a adotar medidas emergenciais para evitar um colapso na oferta de energia, entre as quais foi instituído um Programa de Racionamento de energia pela medida provisória no 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, que cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Nessa época ganhou-se destaque a implantação de termelétricas que operam com combustíveis fósseis que pelo Art. 8º, *“os órgãos competentes, nos processos de autorização ou de licença dos empreendimentos necessários ao incremento da oferta de energia elétrica do País, atenderiam ao princípio da celeridade para certos empreendimentos como: linhas de transmissão de energia, gasodutos e oleodutos, usinas termoelétricas, usinas hidroelétricas, geração de energia elétrica por fontes alternativas e importação de energia”*.

Ainda em 2002 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) pela Lei 10.438, que dispõe sobre a expansão da energia elétrica emergencial, Conta de Desenvolvimento (CDE), oferta sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, n.º 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, n.º 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Foram consolidadas diversas ações realizadas ao longo da década de 1990 para a promoção de fontes alternativas de energia para a geração de energia elétrica no país. O programa é dividido em duas fases, com o objetivo de estimular o desenvolvimento de energias renováveis no curto e no longo prazo. Durante a primeira fase, os produtores de energia eólica, de biomassa e hidroelétrica de pequena escala (PCHs) foram estimulados a assinar contratos de longo prazo (15 anos), a fim de atingir 1100 MW de capacidade instalada de cada uma dessas três energias alternativas. O prazo para o início dos projetos foi fixado em dezembro de 2006. (DUTRA e SZKLO, 2008). A segunda fase do PROINFA estabeleceu uma meta impressionante: para diversificar a matriz elétrica brasileira que é predominantemente hídrica, fontes alternativas de energia renovável (excluindo a hidráulica), como a eólica e a solar, deveriam suprir 10% do consumo de eletricidade brasileiro ao final de 20 anos, ou seja, até 2022. Mais uma vez,

produtores independentes de energia renovável assinariam contratos de 15 anos. Além disso, o PROINFA também apoiaria o uso de equipamentos de fabricação nacional, geraria empregos e promoveria a diversificação da matriz energética brasileira. No entanto, a reforma do setor de energia do Brasil, que ocorreu em 2003, alterou profundamente a segunda fase. A reforma deu ênfase à licitação de contratos com o objetivo de controlar o aumento excessivo da tarifa de energia elétrica (DUTRA e SZKLO, 2008).

Entre 2003 e 2004, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a atribuição de organizar as atividades de comercialização de energia no país (CNI, 2017). A criação da CCEE foi autorizada pela Lei nº 10.848/2004 – conhecida como a lei do “Novo Modelo do Setor Elétrico” – e regulamentada pelo Decreto 5.177/2004.

Com aumento da demanda por insumos básicos industriais e do aumento do consumo doméstico devido ao crescimento de renda da população, o consumo per capita de energia elétrica aumentou entre 2006 e 2010, quase o dobro da expansão populacional no período. Entre 2006 e 2010, o consumo total de eletricidade aumentou 16,8%. (CNI, 2017). Entre 2016 e 2021, o consumo de energia elétrica aumentou 8,7%. Em 2021 O acumulado do consumo nacional de eletricidade em 12 meses totalizou 498.769 GWh, expansão de 5,1% comparado ao período anterior de consumo, chegando à 42,621 GWh, recuo de 0,5% em comparação com o mesmo período de 2020 e o primeiro mês em 2021 com retração, comparação interanual. Responsável pela retração no mês, a redução do consumo nas residências superou a expansão no comércio e na indústria (MME, 2021).

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. O consumidor brasileiro tem a opção de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, isto é, a micro e da mini geração distribuídas de energia elétrica, e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Em 2015 a resolução normativa nº 687/2015, autorizou, que além de gerar e consumir energia elétrica no mesmo local, mais três novas modalidades de geração distribuída: o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

Em 2022, foi publicada a Lei 14.300/22, que institui o marco legal da micro e minigeração de energia. Essas modalidades permitem a consumidores produzirem a própria energia que utilizam a partir de fontes renováveis. A lei permite às unidades consumidoras já existentes — e às que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em 2022 — a continuação, por mais 25 anos, dos benefícios hoje concedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Também define as regras que prevalecerão após 2045 e quais serão as normas aplicáveis durante o período de transição (BECKER, 2022).

1.2 Geração Fotovoltaica

A geração de energia utilizando sistemas fotovoltaicos teve seu início a partir o avanço e aperfeiçoamento do uso do efeito fotovoltaico. As células fotovoltaicas (também chamadas de células solares) podem converter a luz solar diretamente em eletricidade com base nos princípios de operação baseados no efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) em 1839, aos 19 anos. (HANJALIĆ, VAN DE KROL e LEKIĆ, 2007).

Somente em 1954 foi construída a primeira célula fotovoltaica com silício, a partir daí começou a modernização dos sistemas de energia solar. Três cientistas americanos trabalhando para os Laboratórios Bell, Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson desenvolveram uma célula solar que poderia converter energia solar suficiente em eletricidade para operar qualquer equipamento elétrico usual. Eles propuseram uma célula baseada na junção P-N de silício difundido com 6% de eficiência (PERLIN, 2013). A eficiência de conversão das células solares começou a aumentar lentamente até 11% em 1958 e 14% em 1960, mas seu preço era alto (cerca de 1.000 USD / W) (SORENSEN, BREEZE, *et al.*, 2009).

Os sistemas de energia solar do Brasil são mais recentes, sendo que apenas em 2014 ocorreu a primeira contratação de um sistema solar para geração pública centralizada. Nos anos seguintes ocorreram mais leilões de energia solar com objetivo de incentivar a indústria solar no Brasil, mas o país ainda carece de investimentos para uma maior difusão da tecnologia (KEMERICH, FLORES, *et al.*, 2016). Em 2020 o Brasil adicionou 3,1 GW de potência instalada. O Brasil manteve sua liderança regional em adições anuais e ultrapassou o México (5 GW) em capacidade total, encerrando o ano com 7,7 GW. As instalações anuais no Brasil aumentaram 68,6% em relação a 2019. Os sistemas residenciais foram responsáveis pela maior

parte das instalações distribuídas (74,4%), mas os sistemas comerciais e rurais também tiveram suas participações em alta (REN21, 2021).

Para usinas fotovoltaicas centralizadas com potência típica de 25 MWp os valores de custo de investimento para um instalação fotovoltaica variam entre 800,00 US\$/kWp a 1.350,00 US\$/kWp. O custo médio operacional é de 20 US\$/kWp/ano, enquanto a vida útil é estimada em vinte anos (MME, 2018b). A energia solar fotovoltaica é responsável por 2,4% da matriz elétrica no Brasil, este valor é referente apenas às usinas da rede básica e nessa contabilização não se inclui o montante proveniente de geração distribuída. Atualmente a oferta interna de energia elétrica brasileira é composta por Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Usinas Hidrelétricas (UHE), Centrais Geradoras Eólicas (EOL), Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas (UFV), Usinas Termelétricas (UTE) e Usinas Termonucleares (UTN), com a participação mostrada na Figura 1 a seguir.

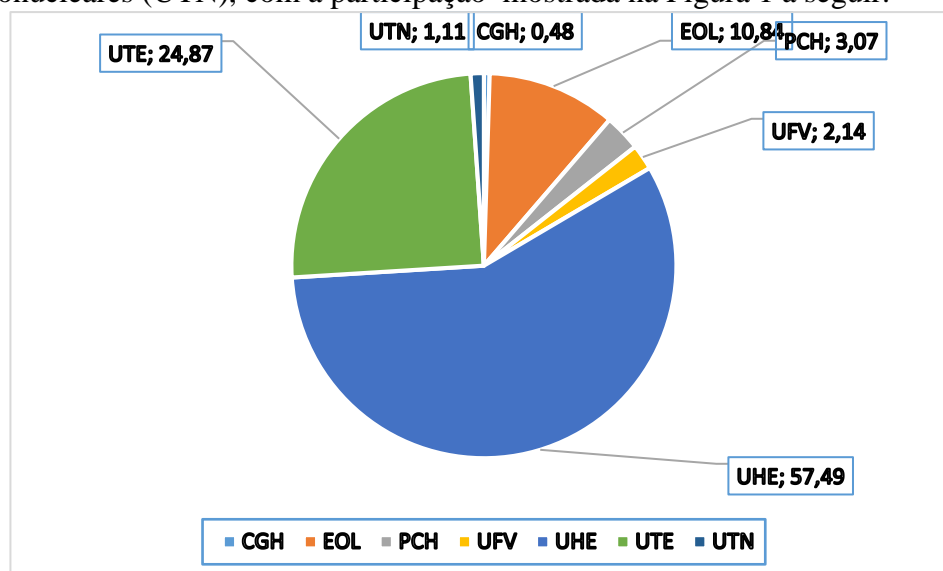


Figura 1 Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte (SIGA, 2021)

1.3 Motivações para o Trabalho Proposto

A motivação dessa investigação está centrada na possibilidade de se estudar o consórcio de geração de Centrais Geradoras de Energia (CGHs) com Centrais Fotovoltaicas Flutuantes (CFVF), utilizando-se dos pequenos reservatórios das CGHs como “baterias hídricas” da energia gerada pelas CFVF. Desse modo, o reservatório funciona como um “armazenador de energia”, acumulando a água que deixa de ser turbinada enquanto os painéis solares geram a energia, sendo que os geradores hidroelétricos produzirão a energia, por exemplo, nos horários de pico de demanda e/ou de baixa irradiância solar.

Sabe-se que, à semelhança das usinas hidrelétricas tradicionais, as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) utilizam o potencial hidrelétrico para sua operação. Entretanto as CGHs são instalações de porte reduzido, tanto em termos dimensionais (tamanho) quanto de potência. O sancionamento da Lei Nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que modifica 16 leis presentes na Medida Provisória 735, que trata especificamente de atualizações em regras do setor elétrico brasileiro alterou a Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 que altera o aproveitamento hidráulico de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) para potência instalada até 5MW e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) para potência instalada de 5MW até 50MW. Também foi atualizada a Lei no 13.334, de 13 de setembro de 2016, que agora passa a vigorar com a redação “*os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga*”, o que atinge tanto as CGHs quanto as PCHs.

Em várias regiões do país, já são sentidos diferentes impactos ambientais, como escassez, desaparecimento de nascentes e rios, aumento da poluição da água. Em 2013 ocorreu a primeira crise no setor principalmente devido à baixa disponibilidade de água. Em 2015 ocorreu outra crise hídrica, que afetou os moradores do sudeste brasileiro obrigando-os a se adaptar em a um rodízio de dias sem água. Em 2021 o País sofreu novamente com a escassez de água e na sequência como os impactos negativos da seca prolongada que pressionou a economia brasileira em 2021. Os efeitos da crise hídrica ganharam força nos últimos meses do ano de 2021. Assim sendo, uma usina fotovoltaica em consórcio com uma hidrelétrica pode ajudar na manutenção dos níveis dos reservatórios fortalecendo a garantia da energia ofertada pelas concessionárias.

An et al. (2015), Silvério et al. (2018) e François et al. (2016) apresentam estudos de caso mostrando a complementariedade e a viabilidade de implementação desse tipo de sistema híbrido. Rosa-Clot et al. (2017) faz uma revisão bibliográfica do ponto de vista tecnológico desse tipo de aplicação. Diante disso pode-se inferir que operação consorciada de CGHs com CFVF pode inclusive permitir a supermotorização dessas instalações além de aumentar a capacidade de ponta do sistema em questão.

1.3.1 Objetivos

O objetivo geral desse trabalho é investigar a viabilidade econômica e energética da utilização de Centrais Fotovoltaicas (CFVT) consorciadas a Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), de forma que estas possam ter seu fator de capacidade aumentado.

Mais especificamente, objetiva-se:

- ✓ Investigar aspectos relativos ao arranjo básico das instalações hidrelétricas que possibilitem o consorcio com a geração fotovoltaica;
- ✓ Pesquisar as diversas configurações de arranjo de centrais fotovoltaicas (terrestre e flutuantes) passíveis de serem utilizadas em consorcio com (CGHs);
- ✓ Selecionar uma instalação / localidade para estudo de caso;
- ✓ Investigação sobre a possibilidade de supermotorização da CGH frente a operação da CFV;
- ✓ Verificação da viabilidade econômica desse tipo de instalação frente aos benefícios de ganhos de energia e da redução de perdas no sistema

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em 6 capítulos. Neste primeiro capítulo de introdução apresentou-se um breve histórico da produção de energia elétrica no Brasil e da inserção dos sistemas fotovoltaicos no setor elétrico. Na sequência foram apresentados os objetivos gerais e específicos a serem alcançados. O capítulo 2 é dedicado à revisão bibliográfica, onde são apresentadas as características das CGHs e dos sistemas de geração fotovoltaicos. Já o capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre os custos de centrais hidrelétricas e fotovoltaicas. Posteriormente, no capítulo 4 apresenta-se a metodologia proposta para a análise de viabilidade de cada um desses sistemas e da sua consorciação. O capítulo 5 apresenta um estudo de caso desenvolvido em uma CGH já existente onde se propõe a instalação de uma central fotovoltaica flutuante consorciada a mesma. Finalmente, no último capítulo, apresentam-se as análises dos resultados e as considerações finais do trabalho, assim como as expectativas para as fases futuras de investigações dentro desta temática proposta.

2 CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS E FOTOVOLTAICAS TERRESTRES E FLUTUANTES

A maior parte da energia elétrica gerada no mundo é creditada às hidrelétricas, com mais de 1.170 GW de capacidade instalada. Destas têm-se 328 GW que são exclusivas de centrais a fio d'água e o restante de instalações com reservatórios de regularização. Esses reservatórios cobrem uma área de 265,7 mil km². Se apenas 25% dessa área fosse utilizada ter-se-ia um potencial de 4.400 GW para instalação de painéis flutuantes fotovoltaicos nesses reservatórios (FARFAN e BREYER, 2017).

No Brasil, iniciou-se em 2015 uma sequência de baixas pluviosidade que já dura alguns anos, o que afetou o volume dos reservatórios levando-os a um nível crítico, havendo um risco de corte de energia. Para evitar o problema foram usadas plantas termoelétricas, que ao serem acionadas causaram um aumento de tarifa para os consumidores (SACRAMENTO, CARVALHO, *et al.*, 2015). Uma alternativa para amenizar esta situação seria a possibilidade de se utilizar a CFVF consorciadas às Usinas Hidrelétricas (UHEs).

Considera-se que um dos pontos positivos na utilização de hidro reservatórios em consórcio com sistemas fotovoltaicos é o seu baixo custo relativo devido geralmente a existência de estrutura de conexão à rede de distribuição e ao fato do reservatório já estar implantado e ocupando uma certa área. Isso permite preservar áreas de terra que poderiam ser utilizadas para outros propósitos. Outro ponto positivo é que o sistema flutuante pode limitar a evaporação do reservatório, que dependendo da taxa de cobertura poderia ser reduzida entre 50% e 80% (ROSA-CLOT e TINA, 2017). Outra vantagem é que painéis flutuantes podem apresentar um rendimento por volta de 7% maior do que painéis instalados em solo (KOUGIAS, SZAB, *et al.*, 2016).

Em locais onde existe uma boa parte da energia gerada por energia hidrelétrica e uma boa taxa de radiação solar disponível, a energia hidroelétrica pode atender à demanda durante o período de baixa irradiância solar e o sistema fotovoltaico pode suprir a demanda em períodos de disponibilidade solar (AGHAHOSSEINI, BOGDANOV, *et al.*, 2017). Uma usina solar flutuante pode, teoricamente, ser instalada com potência de pico equivalente à capacidade nominal da usina hidrelétrica, e conectada na sua subestação (AN, FANG, *et al.*, 2015).

No Brasil, a energia proveniente de fontes renováveis recebeu um impulso regulatório importante com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012 permitindo a conexão de geradores com até 1 MW para consumidores do Mercado Cativo que desejem participar do sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012). Santos *et al.* (2019) estimaram que para quatro usinas hidrelétricas brasileiras (Sobradinho, Tucuruí, Balbina e Itaipu) e com cobertura de apenas 10%

do reservatório, pode-se alcançar uma geração de energia por ano de 249,431 GWh o que corresponde a uma potência firme de quase 28,5 GW.

A implantação de sistemas de energia solar demanda conhecimentos e dados meteorológicos, de radiação solar, nebulosidade, temperatura ambiente, humidade, etc. A intensidade da radiação também varia com a latitude, estação do ano, poluição atmosférica, entre outros. Assim uma previsão da energia solar disponível exata ainda é um desafio. Para uma previsão da geração da energia solar existem softwares comerciais de simulação, como TRNSYS[®], PVFORM[®], e HOMER[®] (KUDO, TAKEUCHI, *et al.*, 2009). TRNSYS é um software baseado em gráficos extremamente flexíveis usado para simular o comportamento de sistemas transitórios. Está focada em avaliar o desempenho do sistema de energia térmica e elétrica, O PVFORM foi projetado para simular o desempenho horário de um sistema PV de placa plana interativo, autônomo ou híbrido por um período de um ano. O código é baseado em abordagens simples, mas preciso para modelar a insolação no plano, o comportamento térmico e a produção de energia são analisados. O modelo HOMER simplifica muito a tarefa de projetar microrredes renováveis híbridas, sejam remotas ou conectadas a uma rede maior. Os algoritmos de otimização e análise de sensibilidade do modelo HOMER permitem avaliar a viabilidade econômica e técnica de um grande número de opções de tecnologia e levar em conta as variações nos custos de tecnologia, carga elétrica e disponibilidade de recursos energéticos. No entanto, no modelo de previsão direta, a geração de energia fotovoltaica (FV) é prevista diretamente usando amostras de dados históricos, como a energia gerada pelo painel fotovoltaico e dados meteorológicos associados.

Para áreas habitadas, a irradiância varia de 3 a 30 MJ/m² por dia, dependendo da localidade (ZOOBA e BANSAL, 2011). Os Sistemas Híbridos de Energia (SHEs) podem desempenhar um papel importante no fornecimento de um maior equilíbrio no fornecimento de energia, bem como no aumento da eficiência geral do sistema (FATHIMA e PALANISAMY, 2015). O sistema Hidro-FV está entre os SHE mais amplamente utilizados, uma vez que a energia hidrelétrica pode ser gerada em grande escala, enquanto a energia solar é a maior fonte renovável disponível (SHABANI e MAHMOUDIMEHR, 2018).

2.1 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH)

Nas usinas hidrelétricas, a energia potencial é convertida em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica. A capacidade total de geração de energia das usinas hidrelétricas depende da queda bruta e do volume aduzido às máquinas. Pode-se calcular a potência disponível a partir da equação 1.

$$P = Q * h * g * \rho * \eta \quad [1]$$

Onde "P" é a potência produzida em "watts", "Q" é a vazão em m³/s, "h" = altura da queda metros, "g" é a constante de gravidade de 9,81 m/s², "ρ" é a massa específica da água em kg/m³ e, η é o rendimento da instalação – normalmente em torno de 88%.

As UHEs são comumente classificadas com base na capacidade instalada P (MW). A classificação a seguir é aproximada, mas amplamente aceita, os critérios variam entre os países (IFC, 2010).

- Micro centrais - P <0,1 MW
- Pequenas centrais hidrelétricas - 0,1 MW <P <10 MW (alguns países passam de30 MW, como Brasil, Medida Provisória 735)
- Médias centrais - 10 MW <P <100 MW
- Grandes centrais hidrelétricas - P>100 MW

As usinas hidrelétricas também podem ser classificadas com base na disponibilidade hídrica, queda e natureza da carga a ser abastecida, como mostrado na Figura 2.

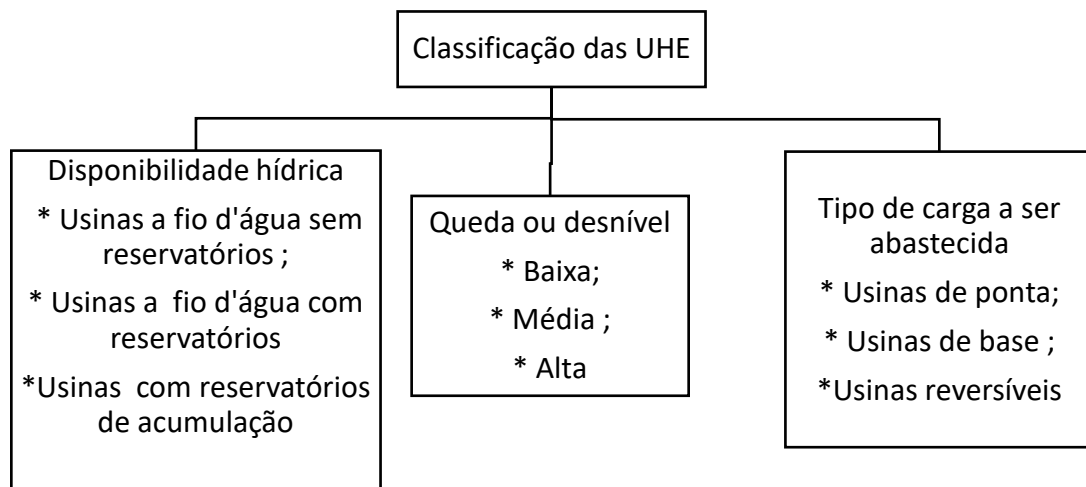


Figura 2 Classificação de Usina Hidrelétrica Adaptado de (PATIL, 2008) adaptado

No caso das usinas a fio d'água a água disponível do rio ou reservatório não é regularizada e a instalação funciona de acordo com o regime hidrológico. Nas instalações com reservatório armazena-se uma grande quantidade de água durante a estação chuvosa e se utiliza uma parte dessas vazões em períodos de baixa afluência.

As instalações de baixa queda têm desníveis abaixo de 30m. As instalações de média queda operam em desníveis entre 30 e 100 m. Se a queda disponível for maior que 100 m, considera-se como sendo de alta queda (PATIL, 2008).

Dependendo da forma como as UHEs operam frente ao sistema elétrico elas podem ser consideradas centrais de base, de ponta ou de reversíveis: i) Central de base: são instalações que operam com uma carga constante que ocorre ao longo do dia; ii) centrais de ponta, são as que suprem demandas de pico de carga acima da carga de base; iii) centrais reversíveis que são úteis para o armazenamento de energia que é feito por meio do armazenamento de grandes volumes de água em reservatórios, um superior e outro inferior. Nesse sistema durante o período de baixa demanda do sistema faz-se o bombeamento de água do reservatório inferior para o superior. Durante o período de elevado consumo de energia (período de pico), a água armazenada do tanque superior é transferida para o tanque inferior e turbinada por grupos geradores injetando energia na rede. Quando a demanda de energia diminui, e existe um excedente de energia na rede, procede-se ao bombeamento da água do reservatório inferior para o para o reservatório superior, com a ajuda de grupos reversíveis (YASEEN, 2020).

A usina hidrelétrica requer vários componentes para a geração de energia elétrica. Alguns dos principais componentes em usinas hidrelétricas são: reservatórios, barragem, vertedouro, tomadas de água e grades, sistema de adução de baixa pressão, chaminé de equilíbrio, conduto forçado, turbinas, gerador e canal de fuga (SINGH, CHAUHAN e KUSHWAHA, 2015). Na Figura 3 apresenta-se um esquema clássico de uma Pequena Central hidrelétrica de alta queda.

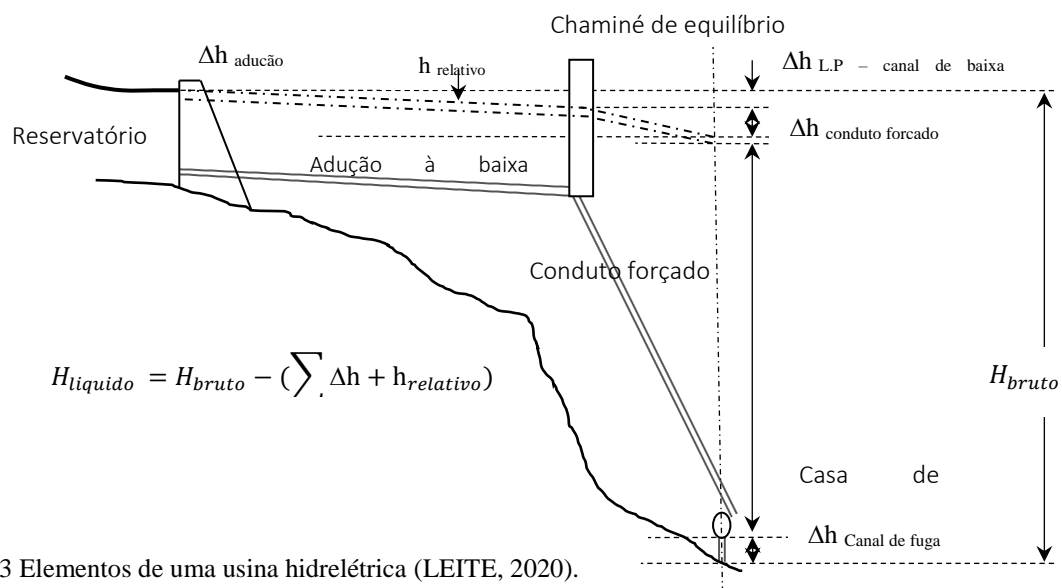


Figura 3 Elementos de uma usina hidrelétrica (LEITE, 2020).

Considera-se que as pequenas centrais hidroelétricas (PCH) são estratégicas para a expansão da matriz energética brasileira e a sua expectativa de crescimento consta do Plano Nacional de Energia (PDE). O PDE 2031 sinaliza que a expansão hidrelétrica ocorra em todas as regiões brasileiras e seja responsável por um aumento de aproximadamente 7,9 GW, dos quais as usinas hidrelétricas respondem por 5,2 GW, enquanto as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) devem gerar 3,3 GW. A Central Geradora Hidrelétrica (CGH) é uma alternativa de geração de energia de baixo custo largamente utilizada para o suprimento de cargas isoladas na zona rural e em comunidades isoladas. O custo da energia pode ser substancialmente reduzido quando a CGH é inserida em um ambiente de geração distribuída em que há a possibilidade de venda do excedente de energia para a concessionária local ou para outro consumidor. Além disso, as Centrais Geradoras, podem ajudar até mesmo as distribuidoras de energia com a geração distribuída permitindo injetar potência diretamente na rede, diminuindo as perdas dos alimentadores e o investimento em ampliação do sistema (QUEIROZ, 2010).

A geração distribuída, segundo Oliveira (2008), é um sistema conectado na rede de distribuição. O Decreto nº 5.163 de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências, em seu artigo catorze, considera a geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art.8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. Estes empreendimentos, definidos pela Lei Nº 13.360, de 2016, são as Centrais Geradoras Hidrelétricas de capacidade máxima de geração de até 5 MW. O Art. 8º define que aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente. (PREVE, 2018).

As redes de transmissão de energia podem ser necessárias caso a usina de geração elétrica esteja distante dos consumidores. No Brasil existe uma predominância de transmissão através de linhas aéreas. Na transmissão de energia elétrica opta-se pela escolha da corrente alternada, com tensões de 69 kV a 500kV. O aspecto que influencia na utilização da corrente alternada é a facilidade em elevar ou reduzir a tensão, pois durante a transmissão há a necessidade tanto de elevar a tensão para que as perdas por efeito joule, que consiste na conversão de energia elétrica em calor, sejam os menores possíveis, quanto reduzir a tensão nas subestações próximas aos centros consumidores (LEITE, 2012).

Na Figura 4 há um esquema representativo do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

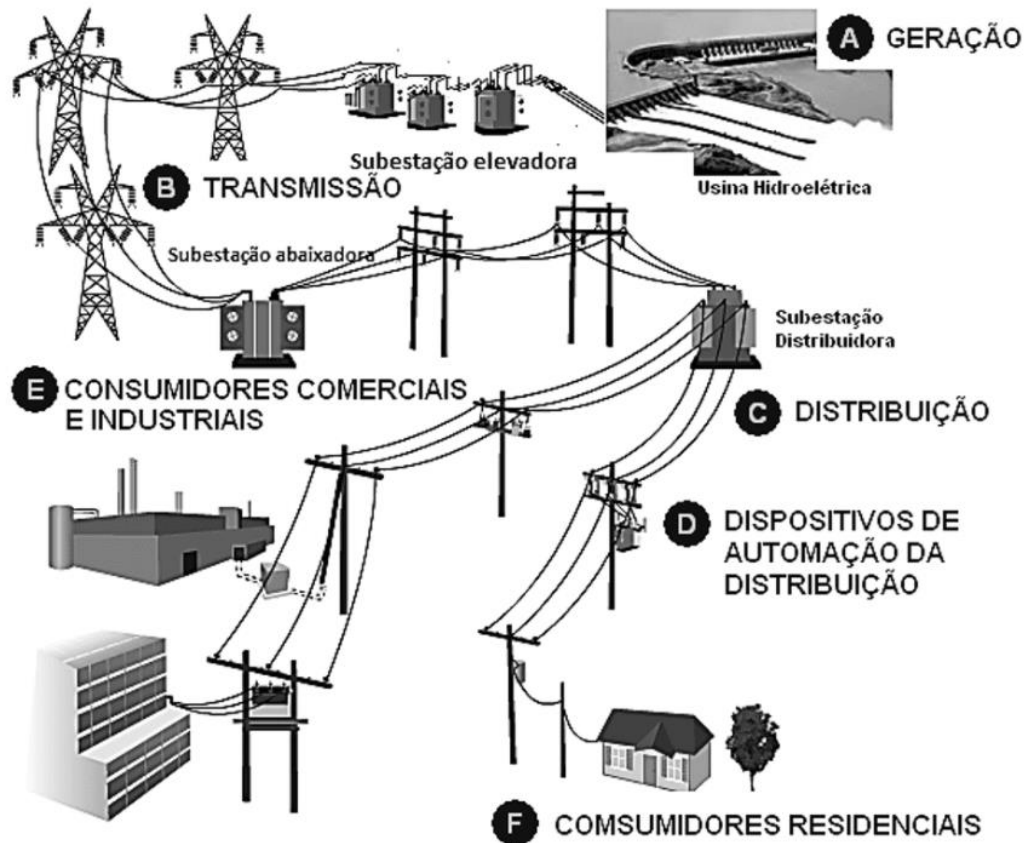


Figura 4 Esquema representativo do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (FERREIRA, PAIVA e DOURADO, 2019).

2.2 Central Fotovoltaica Terrestre (CFV)

A planta fotovoltaica que usa módulos fotovoltaicos para alimentar a rede é constituída de diversos componentes, mas basicamente o inversor é o componente mais importante para a integração da mesma à rede elétrica. Outros componentes incluem gerador fotovoltaico (módulos solares), medidores, conexão de rede, cabearmentos CC e CA, proteções, etc.. Os inversores desempenham um papel crucial em qualquer sistema de energia solar e são frequentemente considerados ser o cérebro de um projeto. Os principais elementos de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede são mostrados na Figura 5.

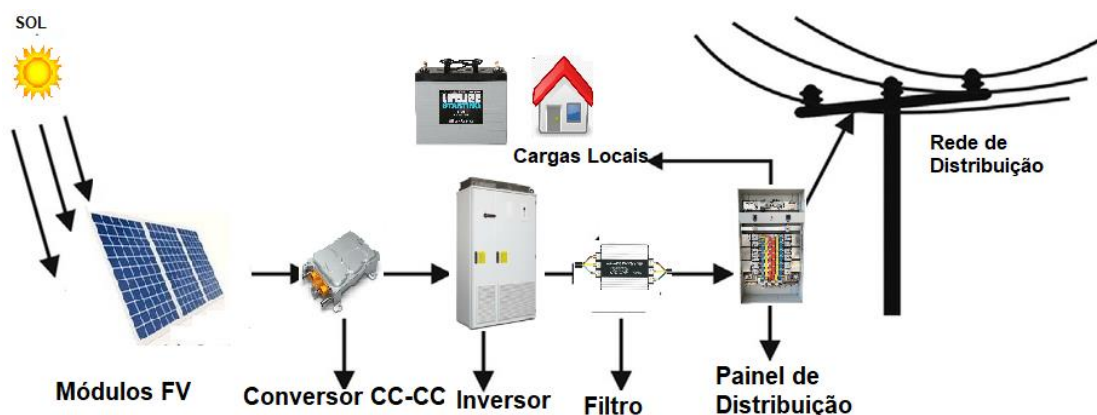


Figura 5 . Principais elementos de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede (MAHELA e SHAIK, 2017) adaptado.

Uma célula fotovoltaica é feita de materiais semicondutores que permanecem eletricamente neutros até serem excitados pela energia solar. A exposição do material semicondutor aos fótons forma pares de vazios de elétron no material (HANS e FITZKY, 1983). Diferentes materiais fotovoltaicos têm diferentes lacunas de banda de energia que caracterizam sua capacidade de absorção. O avanço desta tecnologia tem sido desafiado pela melhoria da capacidade de absorção dos materiais e, portanto, a eficiência de conversão das células fotovoltaicas. Entre as tecnologias disponíveis no mercado, o silício policristalino demonstra ter a maior participação com uma participação de 54% (OGBOMOA, AMALU, *et al.*, 2016).

As células fotovoltaicas de silício cristalino, também são chamadas de células solares convencionais ou tradicionais. Podem ser monocristalinas (mono-Si) ou policristalinas (multi-Si), dependendo do modo de produção. O procedimento de fabricação da célula monocristalina é complicado, sofisticado e caro tornando seu preço relativamente alto em comparação com as outras células existentes. Esta célula mostra redução significativa na produção de energia quando uma de suas células é sombreada. A tecnologia policristalina (multi-Si) alcançou a maior participação de mercado porque experimentou um crescimento acelerado na eficiência e diminuição no custo das células devido ao processo de fabricação ser mais econômico e menos sofisticado do que a célula fotovoltaica monocristalina. Uma tecnologia de uma segunda geração é a célula fotovoltaica de filme fino. É fabricada depositando uma ou mais camadas de filme fino de material fotovoltaico em um substrato como vidro, plástico, cerâmica ou metal. As camadas de filme fino variam de nanômetros (nm) a micrômetros (μm). Assim, a célula é flexível e leve. As células de filme fino são menos caras, ao contrário das células de silício cristalino, que requerem técnicas caras e sofisticadas (OGBOMOA, AMALU, *et al.*, 2016).

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia CC vem dos módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. Inversores centrais trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, são utilizados geralmente em usinas fotovoltaicas (PINHO e GALDINO, 2014).

O FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal máxima do gerador fotovoltaico. Um FDI de 0,7 indica que a capacidade do inversor é 70% da potência máxima do arranjo fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014). Inversores fotovoltaicos normalmente utilizam técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPPM) para mitigar os problemas de variações de irradiância e sombreamentos parciais em módulos fotovoltaicos, aumentando a eficiência de geração. Este se faz necessário para maximizar a transferência de potência para dadas condições de irradiância e temperatura (CEZAR, 2019).

Usinas fotovoltaicas podem atingir potências da ordem de MWp, podendo ser operados por produtores independentes e sua conexão com a rede é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 ou 34,5 kV. Caso seja uma geração associada a uma unidade consumidora, com potência instalada até 1 MWp, então poderá ser enquadrada como minigeração na RN 482. Neste caso, o Prodist, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, que são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017), propõe que tais sistemas de minigeração, ou seja, aqueles com potência instalada superior a 100kWp e inferior a 1MWp, sejam conectados em média tensão, mas ressalta que o nível de tensão de conexão da central geradora deve ser definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede (ANEEL, 2017).

2.2.1 Conexão com a Rede

A integração na rede é a tecnologia que permite que a energia solar em grande escala produzida a partir de um sistema penetre na rede de energia já existente. Esta tecnologia requer cuidadosas considerações e atenções, incluindo nas áreas de fabricação, instalação e operação de componentes solares. Os níveis de penetração da energia solar devem ser interconectados

efetivamente na rede elétrica; tal interconexão requer uma compreensão profunda dos efeitos na rede em vários pontos.

De acordo com Hassaine et al. (2014), existem quatro configurações principais para organizar os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, que são mostradas na Figura 6. Dependendo do tamanho do sistema fotovoltaico, haverá estruturas diferentes.

O módulo CA representado na Fig. 6 (a) é a integração do inversor e do módulo FV em um dispositivo elétrico. Ele remove as perdas de incompatibilidade entre os módulos FV, uma vez que há apenas um módulo FV, bem como suporta um ajuste ideal entre o módulo FV e o inversor e, portanto, o MPPT individual (KJAER e BLAABJERG, 2003).

Os inversores *string* mostrados na Fig. 6 (b) são uma versão reduzida do inversor centralizado, onde um único arranjo de módulos FV é conectado ao inversor. A tensão de entrada pode ser alta o suficiente para evitar a amplificação da tensão. Não há perdas associadas a diodos do arranjo e MPPTs de rastreamento de Ponto de Potência Máximo (MPP) podem ser aplicados separados para cada arranjo. Isso aumenta o rendimento de energia por meio da redução de incompatibilidades e perdas parciais de sombreamento (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005).

O inversor *multi-string* representado na Fig. 6 (c) é o desenvolvimento posterior do inversor de *string*, onde vários arranjos têm interface com seu próprio conversor CC-CC (sistemas de rastreamento MPP separados) para um inversor CC-CA em comum. Isso é benéfico, em comparação com o sistema centralizado, uma vez que cada arranjo pode ser controlado individualmente. Esta topologia **multi-string** permite a integração de arranjos fotovoltaicos de diferentes tecnologias e de várias orientações. A área de aplicação do inversor *multi-string* cobre plantas fotovoltaicas de 3-10 kW (TEODORESCU e BLAABJERG, 2006).

A tecnologia de inversores centrais ilustrada na Fig. 6 (d), foi baseada em inversores centralizados que faziam interface com um grande número de módulos FV conectados à rede. Os módulos fotovoltaicos foram divididos em conexões em arranjos (chamadas de *strings*), cada uma gerando uma tensão suficientemente alta para evitar amplificações posteriores. Essas conexões em série foram então conectadas em paralelo, por meio de diodos de *string*, a fim de atingir altos níveis de potência de 10–250 kW. A falha do inversor central resulta na falha de funcionamento de todo o sistema fotovoltaico. O estágio conectado à rede é normalmente

comutado por linha por meio de tiristores, envolvendo muitos harmônicos de corrente e baixa qualidade de energia (HASSAINE, OLIAS, *et al.*, 2014).

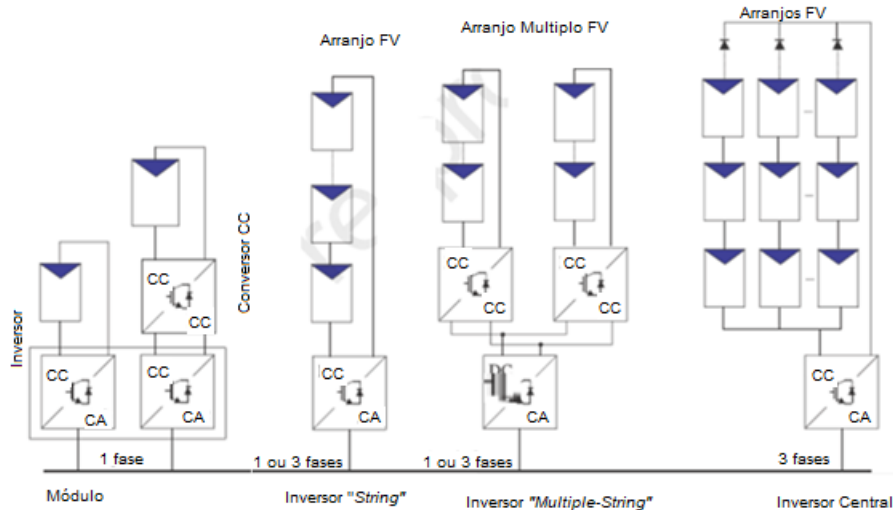


Figura 6 Configurações de inversores fotovoltaicos conectados à rede. a) Módulo inversor b) Inversor string (em série) c) Inversor multi-string d) Inversor central (KEREKES, SÉRA e MÁTHÉ, 2015) adaptado.

Ramasamy et al. (2016) afirmam que dentre outros fatores, a configuração da interconexão da matriz pode causar uma queda na potência da planta fotovoltaica. Então para minimizar esse problema pode-se configurar a matriz fotovoltaica usando métodos estáticos e dinâmicos. Villa et al. (2012) mostram que os principais métodos de interconexão estática são os *series-parallel*, *total-cross tied*, *bridge-link*, e *honey-comb*, como mostrado na Figura 7. Os principais fatores a serem considerados para a escolha de uma matriz estática é ter menor complexidade de conexões elétricas e um ponto ótimo de operação. A configuração dinâmica ou matriz elétrica é o processo em que a conexão entre os painéis é modificada utilizando alguns comutadores de uma maneira que a diferença entre o fluxo dos painéis seja minimizada. Pode-se usar uma tecnologia de processador de alta velocidade, comutadores de baixo custo e um sistema de aquisição. (DESHKAR, DHALE, *et al.*, 2015).

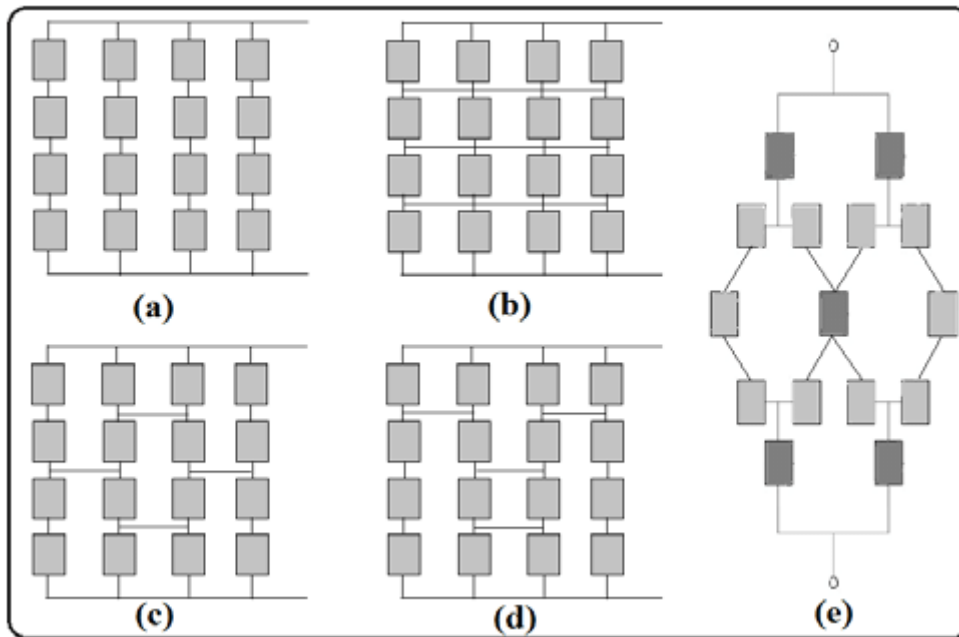
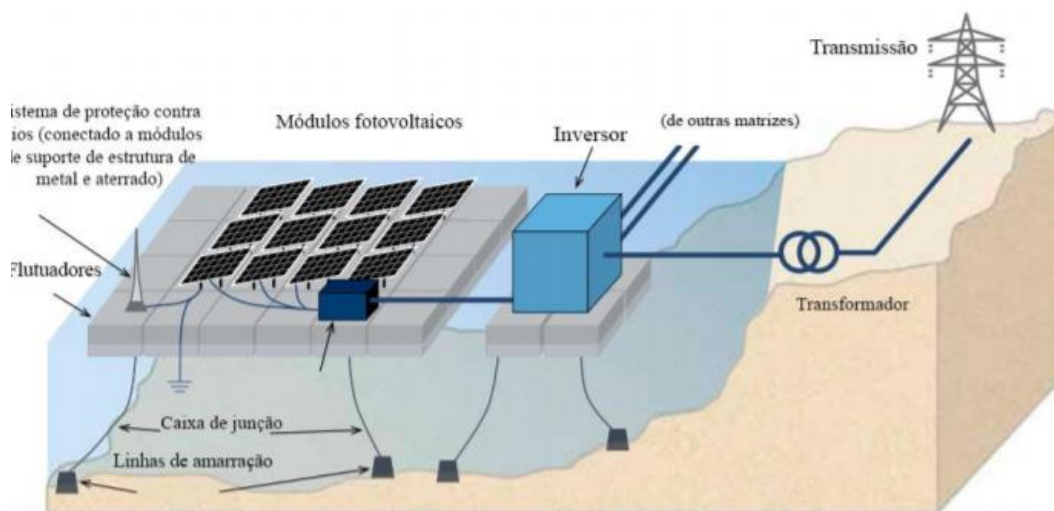


Figura 7 Tipos de configurações de conexão: (a) series parallel, (b) total cross tied, (c) bridge linked, and (d) honeycomb with (e) a estrutura honeycomb. (KUMAR, WINSTON, *et al.*, 2017)

2.3 Central Fotovoltaica Flutuante (CFVF)

No caso de uma usina fotovoltaica montado no espelho de um reservatório, os inversores podem ser montados em uma plataforma flutuante. A corrente contínua, gerada pelos módulos é coletada em caixas de junção e convertida em corrente alternada pelos inversores, em pequenas plantas flutuantes, como mostrado na Figura 8. Uma outra opção é a instalação do inversor em terra, desde que esteja a uma curta distância da matriz. (GROUP, ESMAP e SERIS, 2018).



2.3.1 Sistema Flutuante

A estrutura fotovoltaica flutuante, representada na Figura 9, é composta por um sistema flutuante (estrutura/flutuador) que permite a instalação do módulo fotovoltaico. Os flutuadores estão fixados por um sistema de amarração que se ajusta às variações do nível da água, mantendo sua posição na direção norte. O sistema fotovoltaico, que é o equipamento de geração fotovoltaico, é instalado em cima desse sistema flutuante. A conexão dos painéis a subestação é feita por meio de cabos subaquáticos.

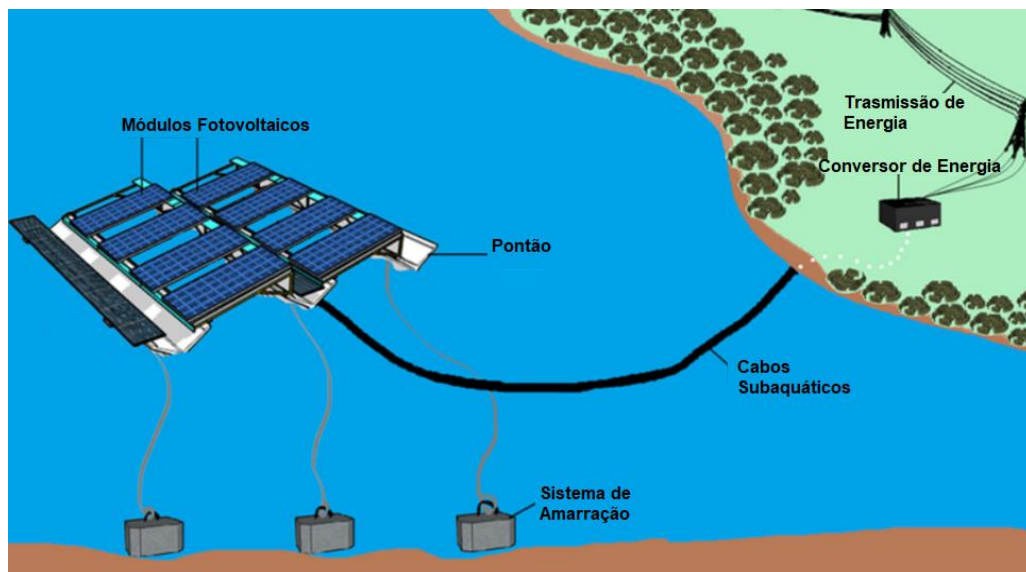


Figura 8 Componentes do sistema flutuante fotovoltaico (RODRIGUES, RAMALHO e MEDEIROS, 2020) adaptado

De acordo com Krishnaveni e Vigneshkumar (2016), os materiais utilizados para a superfície de flutuação devem: i) ser resistente a uma variação de temperatura de -60°C à 80°C ; ii) ter uma vida útil de no mínimo 30 anos; iii) facilidade de adaptar a variação do nível da água; iv) não serem tóxicos e passíveis de serem reciclados. No caso do Brasil a variação de temperatura pode ser menor pois não se têm temperaturas inferiores a 10 graus no território nacional. Cazzaniga (2020) analisou que os sistemas flutuantes podem ser divididos em basicamente três diferentes sistemas, quais sejam: i) constituído de Tubos de polietileno de alta densidade (HDPE) mais componentes de aço ou alumínio para a construção de balsas de grandes dimensões; ii) uma segunda opção pode ser composta de balsas feitas completamente de HDPE para pequena dimensão, normalmente para módulos únicos conectados por ganchos, e; iii) constituída de um pontão, conectadas entre si e capazes de suportar módulos fotovoltaicos (FV). Pontões são dispositivos com flutuabilidade suficiente para flutuar por si mesmo e suportar cargas pesadas sem afundar.

Choi et al. (2013) mostraram que o alumínio carece de viabilidade econômica em relação ao PRFV (Polímero Reforçado com Fibra de Vidro). O polietileno tem um histórico de muitas construções em ambientes aquáticos, como em pontes flutuantes, mas possui uma baixa durabilidade que o torna difícil de garantir a resistência de uma carga externa. O preço do PRFV é relativamente alto, embora tenha melhor desempenho estrutural do que o PE (Polietileno). O PRFV (Polímero Reforçado com Fibra de Vidro) tem alta resistência à flexão, tração, e impacto, sendo muito utilizado em aplicações estruturais. Possui baixo peso específico e não conduz corrente elétrica, sendo empregado também como isolante estrutural, permitindo uma alta flexibilidade de projeto. O Polietileno de Alta Densidade (HDPE) possui uma alta relação resistência-densidade. Também possui maior dureza e mais opacidade podendo suportar temperatura superiores a 120 graus por pequenos períodos.

Rose-Clot et al. (2018) analisaram um conceito de um projeto feito de tubos de HDPE (Polietileno de Alta Densidade) e vigas de aço galvanizado que podem ser instalados de maneira fácil em uma superfície próxima ao reservatório. O sistema flutuante pode suportar instalações de até 1 MWp (mais de 170 toneladas) e pode ser resistente ao vento e tempestades. Kim et al. (2017), investigaram um projeto para geração fotovoltaica flutuante de 1 MW que foi planejado para conectar estruturas utilizando parafusos ou barras de aço para diminuir a propagação de qualquer momento de flexão induzido pelo movimento instável da superfície da água; o sistema de amarração foi feito por meio de um sistema de ancoragem. Lee et al. (2015), apresentaram um resultado de estudo de projeto, fabricação e instalação de energia fotovoltaica flutuante. Eles usaram Polímero Reforçado com Fibra de Vidro (PRFV) que possui melhores propriedades mecânicas e excelente resistência à corrosão se comparado à materiais de estruturais convencionais. Azmi et al. (2013) utilizaram tubos de cloreto de polivinila (PVC) para uma boia e alumínio quadrado oco como um sistema para dissipar calor. Esta estrutura permitiu que o tubo de PVC prenda o ar e não permita a entrada de água.

Foram selecionadas para esse trabalho duas tecnologias de sistemas flutuantes no mercado: 1) A tecnologia da empresa Ciel et Terre (C&T) e 2) a tecnologia da empresa Solaris Sinergia.

A C&T desenvolveu um conceito que consiste em flutuadores modulares individuais de HDPE. A solução é composta por um flutuador principal (com inclinação padrão de 12°) que suporta o módulo e um flutuador secundário que garante a flutuabilidade do sistema e facilita as atividades de operação e manutenção (O&M). A tecnologia C&T é projetada com ângulos de inclinação relativamente baixos, como mostra a Figura 10.



Figura 9 Tecnologia Ciel et Terre (C&T, 2021)

A Solaris Synergy, representado na Figura 11, é um sistema que consiste em uma plataforma de flutuante externa com braços internos de cabos de aço inoxidável que se estendem por toda a área interna, com recolhimento automático em caso de ventos fortes. Cada módulo fotovoltaico flutua individualmente, ancorado aos braços da rede de aço inoxidável. A tecnologia não tem limitações nos ângulos de inclinação nem no espaçamento entre os módulos solares.



Figura 10 Tecnologia Solaris Synergy (SOLARIS, 2021)

2.3.2 Sistemas de Amarração

Sistema de amarração é uma estrutura permanente onde o sistema flutuante pode estar ancorado impedindo que a estrutura gire ou seja arrastada (PARITOSH, BHARAT e DEBOJYOT, 2015). Em águas profundas a instalação desse sistema pode ser um desafio. Esse sistema pode ser feito com nylon, cordas ou anéis conhecidos como lingas. Para escolha do tipo de amarração do projeto é imprescindível analisar vários aspectos do reservatório como: a

profundidade média, a alteração do nível da água, as características do fundo do reservatório e as características das bordas do reservatório.

2.3.3 Cabos e Conectores

Os cabos e conectores transmitem a energia gerada para a subestação, normalmente os cabos não passam debaixo da água, sendo mantidos acima da água, mesmo assim é importante que os cabos e conexões sejam a prova d'água para o projeto solar. A distância entre o sistema fotovoltaico e o ponto de conexão com a rede é um quesito importante, devido às perdas que podem ser consideráveis dependendo do comprimento dos cabos e espessura.

2.4 Impactos na Vida Aquática

O tamanho do projeto de painéis flutuantes fotovoltaicos é o fator mais importante na hora de se observar os impactos na biota do reservatório. Para pequenos empreendimentos o impacto na vida aquática costuma ser irrelevante, gerando até mesmo alguns casos aspectos positivos (COSTA, 2017). Um efeito positivo é esperado para os peixes, em que as estruturas subaquáticas (por exemplo, ancoradouros) criam um "efeito de recife". Nos lagos, os dispositivos criarão obstáculos à pesca de arrasto, o que ajudará a proteger os estoques de peixes locais (ARCADIS, 2020). Já nos projetos de grande porte pode ocasionar a redução da atividade fotossintética no local, prejudicando algumas populações (COSTA, 2017).

Outro efeito que vale a pena ser observado é o aumento da incrustação no reservatório devido aos flutuadores e ao sistema de ancoragem. A âncora também pode intervir na movimentação dos sedimentos no reservatório, ocasionando baixos níveis de oxigênio no fundo do mesmo (COSTA, 2017). Para escolher o local de instalação dos painéis flutuantes deve-se observar regiões com maior vazão de água de forma que se tenha um menor tempo de residência. Nesse caso deve-se tomar cuidado para não comprometer a estrutura.

O crescimento de algas é um problema mundial e está relacionado à ação do homem na natureza com o uso de fertilizantes na agricultura e com o lançamento de esgoto nos cursos de água. O combate a esses organismos é difícil e procura reduzir a presença de: i) toxinas e patógenos; ii) cianobactérias; iii) algas verdes azuladas, e; iv) matéria orgânica em decomposição (ROSA-CLOT e TINA, 2018). Haas et al. (2020) relatam um estudo de caso em um reservatório no Chile (The Rapel) para controle de algas. Nesse caso para taxas de cobertura do reservatório abaixo de 40%, não houve alterações significativas no crescimento de microalgas. Para cobertura do reservatório entre 40% e 60% o crescimento de algas foi reduzido devido à redução de luz

solar na superfície da água, sem uma perda econômica da energia hidroelétrica. Acima desse valor o crescimento de algas pode ser extinto o que pode gerar impactos no ecossistema.

Stumpf e Tomlinson (2007) citam que os métodos para melhorar a qualidade da água devem ser não invasivos, distribuídos e baseados principalmente em processos físicos naturais sem outros aditivos químicos. Alguns dos métodos práticos para combater esse problema em ecossistemas complexos de água são: i) flotação de ar; ii) fluxo laminar contínuo; iii) oxigenação, e; iv) sonicação. A seguir apresenta-se na Tabela 1 as vantagens, desvantagens, oportunidades e os perigos desses métodos.

Tabela 1 Vantagens, desvantagens, oportunidades e perigos (ROSA-CLOT e TINA, 2018) adaptado.

Métodos	Vantagem	Desvantagem	Oportunidade	Perigos
Flotação de ar	Eficaz em qualquer poeira ou incrustação biológica usando diferentes tamanhos de bolha	Eficiência limitada na ausência de floculação		Alto consumo de energia
Inversão de fluxo laminar contínuo e Oxigenação	Efeitos benéficos em todo o ecossistema devido ao processo de oxidação biológica		Oxigena e livra todo o fundo de gases, incluindo amônia e dióxido de carbono, que as ervas daninhas e algas aquáticas precisam para se alimentar	Introdução gradual do sistema para evitar a morte de peixes
Sonicação	Impede fortemente o desenvolvimento de algas	Efeitos nas larvas e os ovos devem ser avaliados	Ação de longo alcance com consumo de energia muito baixo	Possibilidade de matar pequenas ovas de peixes

2.5 Radiação Solar na Superfície Terrestre

Com a variação na atividade solar e da distância entre o Sol e a terra, a irradiância solar no topo da atmosfera varia cerca de 6,9% durante o ano (PAULESCU, PAULESCU, *et al.*, 2013). Pode-se definir uma constante solar observando o fluxo radiante que incide na superfície unitária perpendicular ao feixe da radiação solar. Sendo a constante solar é respectivamente, de 1.412 W/m² no início de janeiro e 1.321 W/m² no início de julho. Apenas 50% dessa radiação atinge o solo (PINHO e GALDINO, 2014).

Quando existem dois meios com índices de refração diferentes a radiação pode sofrer alterações no seu sentido, como atingindo uma a atmosfera terrestre uma parte volta para o espaço. A parte que penetra a atmosfera pode ser absorvida ou espalhada. Atingindo o solo a radiação pode ser refletida ou absorvida. A absorção, ao contrário do espalhamento e da reflexão, que mudam a direção do fluxo da radiação, converte a energia em calor (ROSA, 2003).

Do total da radiação que chega a Terra, há a radiação direta, radiação difusa e radiação albedo. A radiação direta é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera (sem interagir) e atinge a superfície. A Radiação solar difusa é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera sendo difundida pelos constituintes atmosféricos (altera a direção). A radiação albedo é a radiação refletida por uma superfície (CALLEGARE, LOPES, *et al.*, 2010).

Um fator importante sobre a radiação solar que atinge o solo é a cobertura de nuvens. Na Figura 12 apresenta-se um exemplo de como a irradiância varia em dias nublados.

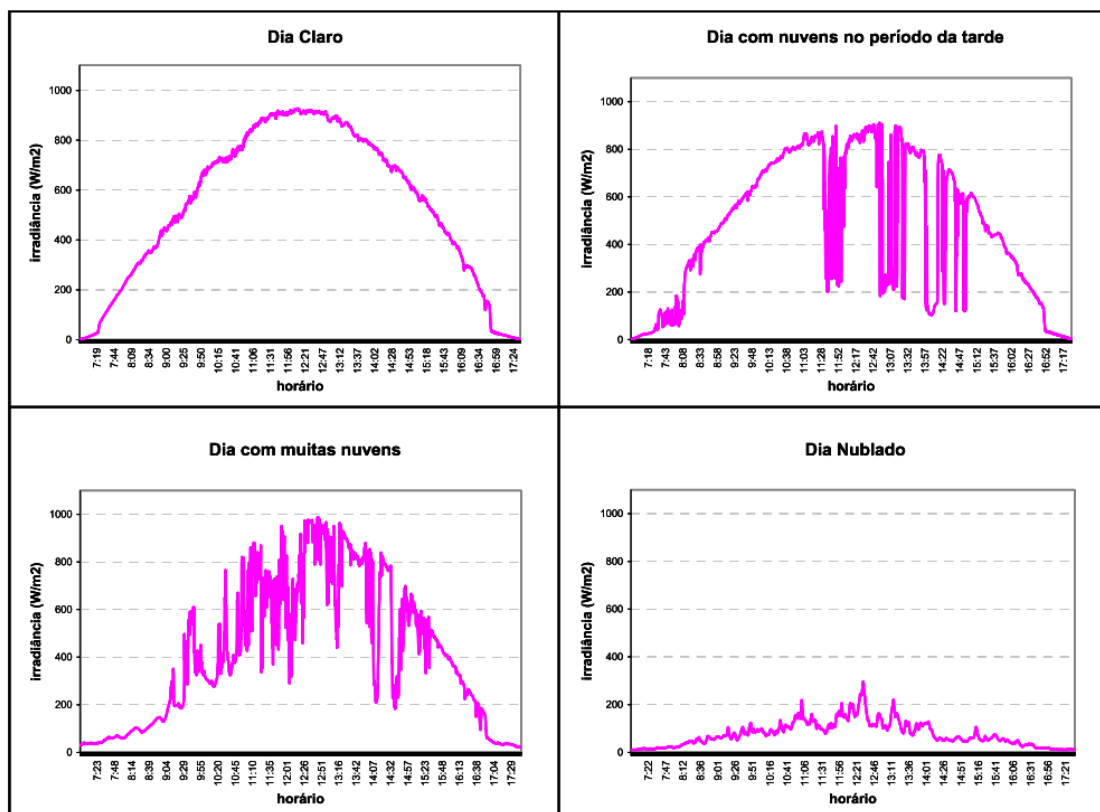


Figura 11 Radiação global em dias com diferente nebulosidade (ROSA, 2003)

2.5.1 Energia Solar em Superfícies Inclinadas

Geradores solares são instalados com alguma inclinação, geralmente a superfície que serve como base para a instalação tem alguma inclinação e pode-se evitar o acúmulo de poeira. Além disso observando-se o hemisfério é possível aumentar a energia coletada no inverno e obter uma geração mais distribuída no decorrer do ano. É necessário obter os valores da irradiação solar em planos inclinados, mesmo havendo dados para irradiação em plano horizontal.

A latitude local demonstra a inclinação ideal para o gerador solar captar a maior média mensal da irradiância solar, no caso de Minas Gerais variando de $14,2^\circ$ a $22,8^\circ$. Na Figura 13 Rosa (2003), demonstra que a inclinação de $33,40^\circ$ ($23,40^\circ$ para São Paulo + 10°), coleta energia de forma mais homogênea durante o ano.

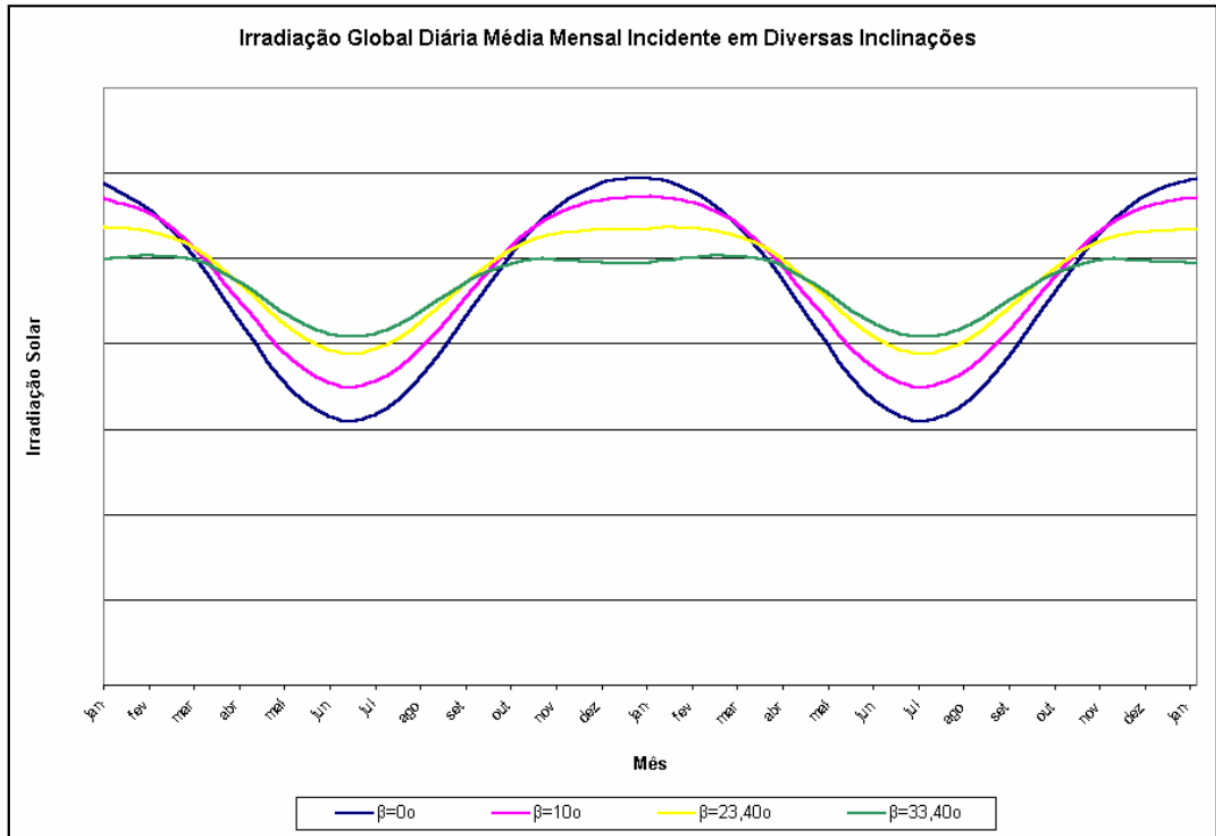


Figura 12 Variação mensal da irradiância diária média em diversas inclinações (ROSA, 2003)

2.5.2 Albedo da Água

A refletividade (albedo) da água aumenta a incidência da radiação no painel fotovoltaico e, portanto, sua geração de energia.

A Figura 14 mostra a refletividade especular da água (albedo) para radiação direta em função do ângulo de incidência, em que se pode notar que, para ângulos de incidência na faixa de 0° (incidência normal) a aproximadamente 58° , a refletividade da superfície da água é inferior a 5%. De acordo com a Figura 14, a refletividade da água só pode ser superior a este valor para ângulos solares de incidência acima de 70° . Assim, apenas em altas latitudes (onde o sol fica próximo da linha do horizonte por mais tempo) este fator poderia contribuir mais significativamente para aumentar a geração de um painel fotovoltaico flutuante, o que não é o caso do Brasil. Na Figura 14 a curva inferior (linha vermelha) refere-se à luz polarizada horizontalmente e a curva superior (linha azul) à luz polarizada verticalmente. A curva de linha média (cor verde) é considerada representativa da radiação solar natural

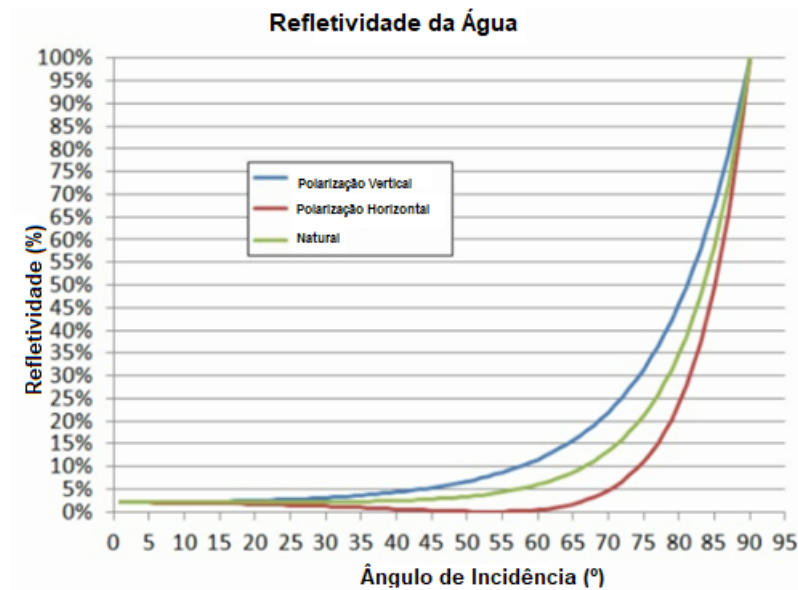


Figura 13 Albedo de água para a incidência da radiação solar direta, em função do ângulo de incidência (em relação à incidência normal 0°), para água limpa (sem material em suspensão) e parada (sem ondulação na superfície). (GALDINO e OLIVIERI, 2018) adaptado.

2.5.3 Efeito do Sombreamento

Os módulos de uma usina solar contêm células fotovoltaicas associadas em série. Se uma dessas células receber menor intensidade de radiação vai impactar na corrente de todo o conjunto da série, limitando a corrente disponível pela célula com menor radiação.

A Figura 15 a seguir mostra o efeito do sombreamento parcial em apenas uma das células de um dos 4 módulos conectados em série. O problema do sombreamento é um dos desafios da tecnologia FV, devido à relação não linear entre as perdas de produção do FV e a sombra. Assim, é necessário ter esquemas que sejam capazes de reconfigurar o painel fotovoltaico a fim de mitigar o efeito de sombreamento. Os diodos de desvio (*by-pass*) são utilizados para desviar a corrente de células fotovoltaicas sombreadas que poderiam atuar como carga e dissipar energia na forma de calor, danificando o módulo fotovoltaico.

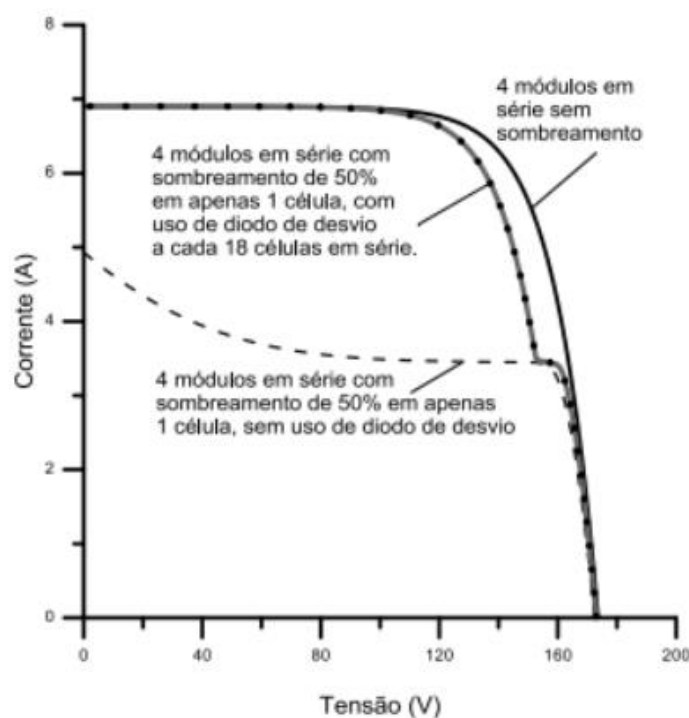


Figura 14 Curva I-V para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50 % da irradiância original (linha tracejada); curva I-V com o mesmo sombreamento, mas com a utilização de diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos) (PINHO e GALDINO, 2014)

A superfície da água do reservatório fornece uma área livre de objetos que produzem sombras (árvores, edifícios, etc.) e um coeficiente de reflexão de luz solar mais alto, ideal para implantação de um sistema fotovoltaico flutuante (FARFAN e BREYER, 2018).

2.5.4 Sombreamento entre Painéis Devido sua Inclinação

Um dos fatores mais importantes na hora de projetar o sistema flutuante consiste na consideração do fator de sombreamento que os painéis fazem um sobre os outros. Assim vários autores sugerem alguns tipos de interconexões que podem amenizar esse problema. Villa et al. (2012) apresentaram um estudo detalhado sobre esquemas de interconexão de painéis fotovoltaicos disponíveis adequados para condições sombreadas e algumas leis de conexão para arranjos 3×3 . Ko et al. (2017) analisaram a operação FV sob sombreamento parcial e avaliaram a influência da aplicação de diodo de *by-pass* danificado nas características térmicas e elétricas dos painéis. Satpathy et al. (2017) investigaram as vantagens de cada topologia de interconexão convencional e, por meio de investigações experimentais, indicaram a mais eficiente.

Com objetivo de diminuir o sombreamento parcial entre fileiras, bem como abrir espaço para operadores fazerem a manutenção ou para passagem de componentes elétricos, Villalva (2015), apresentou uma regra geral para o espaço entre fileiras adjacentes “ d_s (m)” para diminuir o sombreamento parcial, veja Equação 1.

$$d_s = 3,5 * I * \text{sen } \beta \quad [1]$$

Em que, I é o comprimento da superfície do painel (m), e β é o ângulo de inclinação do painel. Santafé (2011) preconiza que é preciso considerar que o sombreamento dos painéis varia com o ângulo de incidência solar, ou seja, depende da latitude geográfica. Assim ele apresenta a Equação 2 para o cálculo de d_s considerando o fator de sombra (k_s) e a altura do módulo (h_s) em relação ao plano horizontal, como mostrado na Figura 16. Sendo que assim, a relação de d_s e a latitude se dá pelo fator de sombra k_s (adimensional), no qual varia segundo o autor como:

$$d_s = k_s * h_s \quad [2]$$

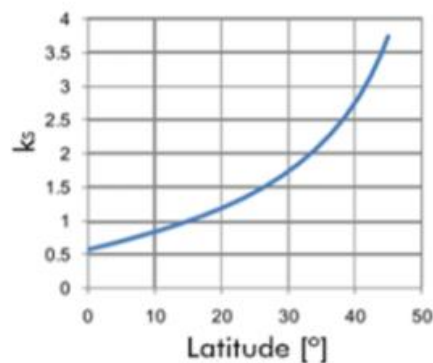


Figura 15 Variação do fator k_s em relação a latitude, adaptado (Santafé, 2011)

Sendo essa segunda equação mais precisa, ainda assim para projetos de centenas de MWp, pode ser uma imprecisa, sendo necessário o uso de modelos de dimensionamento. As perdas por sombreamento são definidas como a razão entre a radiação anual que atinge os módulos fotovoltaicos quando eles estão em planos horizontais e a radiação que atinge os módulos quando eles estão em um plano inclinado (ROSA-CLOT e TINA, 2017).

A Figura 17 apresenta algumas configurações de painéis flutuantes e seu espaçamento d_s , bem como seu ângulo de inclinação β , o número de painéis n_s , o ângulo de incidência solar Θ a partir do qual começa o sombreamento e a altura do módulo h_s . Pode-se notar que para um menor valor de espaçamento (d_s), de 1,548 m para 1,2 m, o ângulo de incidência solar (Θ) aumenta, o que gera sombreamento na fileira seguinte, diminuindo assim o tempo que os painéis são completamente expostos a luz solar.

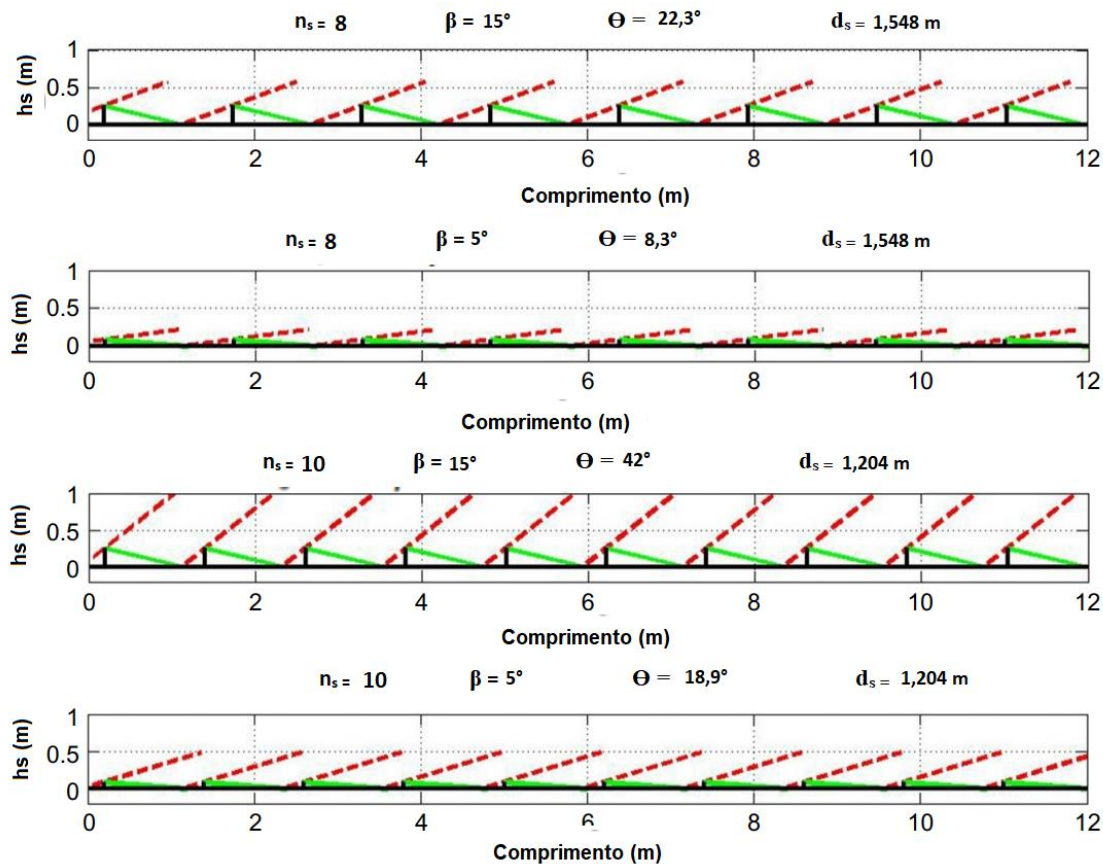


Figura 16 Ângulos de sombreamento em função do número e do ângulo de inclinação dos painéis (ROSA-CLOT e TINA, 2017) adaptado.

2.5.5 Temperatura em Painéis Flutuantes

Kalogirou e Tripanagnostopoulos (2006) preconizaram que o aumento de um grau na temperatura das células solares de silício monocristalino (c-Si) e policristalino (pc-Si) diminui a eficiência dos painéis em cerca de 0,45% e 0,25% para c-Si e pc-Si, respectivamente. E para painéis flutuantes a temperatura chega a ser de 5 a 20% menor do que em estruturas convencionais, dependendo do clima e da localização da região (REC, 2018). Uma das maiores vantagens da estrutura flutuante é que ela pode ser adaptada para instalação de um sistema de resfriamento dos painéis. Diferentes métodos têm sido usados para reduzir a temperatura dos painéis solares, incluindo sistema térmico fotovoltaico, aplicação de água ou ar, usando materiais de mudança de fase e etc. A temperatura dos módulos fotovoltaicos pode ser estimada pela Equação 3 (EDALATI, AMERI, *et al.*, 2016):

$$T_m = T_a + \left(\frac{H_t}{H_{T,NOCT}} \right) * \left(\frac{9,5}{5,7+3,8*V} \right) * (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) * \left[1 - \frac{\eta_m}{\tau\alpha} \right] \quad [3]$$

Onde, T_m é a temperatura do módulo ($^{\circ}\text{C}$), T_a é a temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), H_T é a radiação solar (W/m^2), $H_{T,NOCT}$ é a radiação solar na condição NOCT (*Nominal Operating Cell*

Temperature) (W/m_2), V é a velocidade do vento (m/s), T_{NOCT} e $T_{a,NOCT}$ são a temperatura do módulo e do ambiente respectivamente na condição NOCT ($^{\circ}C$), η_m a eficiência do módulo (%) e $\tau\alpha$ é o produto efetivo de transmitância-absorbância.

Levando-se em consideração a refrigeração dos módulos, sendo possível a manutenção da temperatura da célula próxima ao valor nominal, a potência instalada necessária seria 12% inferior à necessária no caso de se considerar a temperatura média anual. Já a manutenção da temperatura em torno de $20^{\circ}C$, possibilitou uma potência instalada 4% inferior (ALVIN FILHO, SILVA e MARTINEZ, 2001).

Não é simples selecionar o melhor sistema para o resfriamento dos painéis sendo que apenas experimentos comparativos foram feitos sem um método sistemático. O resfriamento por água dos painéis foi relatado por Ueda et al. (2008) que instalaram duas plantas de 10KW na água, com um ângulo de inclinação de $1,3^{\circ}$ e um sistema de aspersor para resfriamento de água. Cazzaniga et al. (2012) relatam a solução envolvendo um sistema de véu de água em Pisa em 2011 em um experimento de 30kWp com resfriamento, rastreamento e refletores. Ueda et al. (2008) instalaram um sistema fotovoltaico flutuante resfriado a água de 60 KW e começaram o monitoramento a partir do verão de 2008. A inclinação do painel fotovoltaico com sistema de resfriamento foi aumentada para 10° em relação ao sistema sem resfriamento. Os rendimentos do sistema do sistema fotovoltaico flutuante com resfriamento a água foram maiores do que o sistema flutuante sem resfriamento durante o período de avaliação, exceto em março e junho de 2008. O rendimento do sistema foi quase o mesmo nesses dois meses. A taxa de perdas devido ao aumento da temperatura do módulo foi reduzida de 17,0 para 7,4% em agosto (verão) de 2007. O efeito de resfriamento tornou-se menor no inverno, mas apresentou teve melhorias de aproximadamente 3%.

O efeito do resfriamento vai depender da estrutura dos flutuadores. Uma maneira de avaliar os efeitos de refrigeração é utilizar o fator de perda de calor, comumente referido como o valor U (W/m^2K).

Os valores U com base nas diferentes tecnologias das estruturas flutuantes são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 Valor U (W / m^2K) para os diferentes tipos de flutuadores categorizados por Liu et al. (2018)

Tecnologia dos flutuadores	Valor estimado para U (W/m^2k)
Solaris Synergy	46
C&T	31

2.6 Usinas Solares Flutuantes em Consórcio Com Hidrelétricas

Fang et al. (2017) apresentaram um estudo em que relata que a potência nominal das usinas flutuantes deve ser no mínimo igual a potência instalada das usinas hidrelétricas. An et al. (2015) afirmam que a operação coordenada de uma usina solar flutuante com uma hidrelétrica pode utilizar a resposta dos geradores hidrelétricos para compensar a falta de estabilidade dos geradores fotovoltaicos, veja Figura 18.

Os sistemas fotovoltaicos podem também complementar a energia da hidrelétrica em estações secas. Silvério et al. (2018), realizaram estudo de caso com foco nas usinas hidrelétricas da bacia do Rio São Francisco, onde ocorreram secas intensas e aumento da dependência de termelétricas para complementação hidrelétrica.

An et al. (2015) afirmam que a compensação da energia fotovoltaica pela hidroelétrica é um processo de dois estágios, como mostrado na Figura 19. Na primeira etapa, a partir de um pequeno ajuste na vazão turbinada, as unidades hidrelétricas são utilizadas para suavizar a curva de saída da energia fotovoltaica que apresenta uma grande variabilidade.

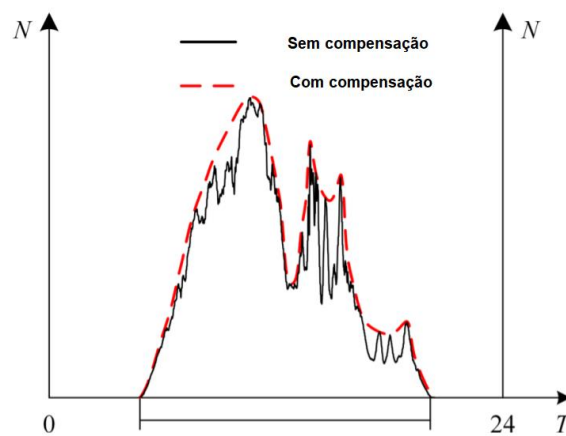


Figura 17 Primeiro estágio da compensação (AN, FANG, *et al.*, 2015) adaptado

Em uma segunda etapa, dependendo da variação de água armazenada no reservatório e da capacidade de tomada de carga dos geradores hidrelétricos, a hidroelétrica é capaz de eliminar a aleatoriedade e a intermitência da saída de energia elétrica fotovoltaica, ajudando a manter uma produção total constante, a longo prazo e para atender à demanda de pico, o excesso de energia que é gerado pela usina fotovoltaica pode compensar a deficiência de energia da usina hidrelétrica, tal como apresentado na Figura 19 (AN, FANG, *et al.*, 2015).

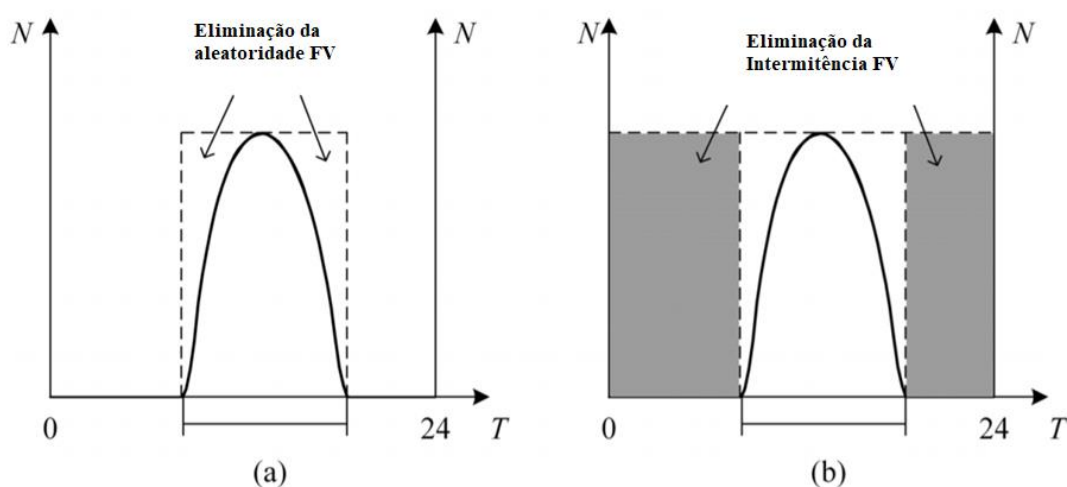


Figura 18 Segundo estágio, verifica-se a eliminação da a) aleatoriedade b) intermitência (AN, FANG, *et al.*, 2015)

François *et al.* (2016), fizeram um estudo que apresenta a análise do efeito de uma matriz energética 100% renovável composta por energia elétrica por fonte solar e uma usina hidrelétrica a fio d'água no norte da Itália. Na Figura 20 ciclos normalizados diários e anuais de consumo de eletricidade é representado pela linha preta, a geração de energia elétrica pelo sol pela linha verde, a geração de energia pela usina hidrelétrica à fio d'água nas áreas dominadas pela neve pela linha vermelha e pela chuva a linha azul. Para ilustração, todos os ciclos foram normalizados para seu valor médio. Portanto, o valor médio dos ciclos é igual a 1. O intervalo de tempo usado para o ciclo diário é de hora em hora; para o ciclo anual, o intervalo de tempo é diário. Pode-se notar que essas fontes de energia estão, em média, disponíveis em diferentes períodos, em pequena escala temporal (horária), uma alta parcela da potência provinda da usina hidrelétrica a fio d'água permite minimizar a variabilidade do balanço energético. O oposto é obtido em escalas temporais maiores (diária e mensal) essencialmente devido à menor variabilidade da geração de energia solar, o que também implica em menor necessidade de armazenamento.

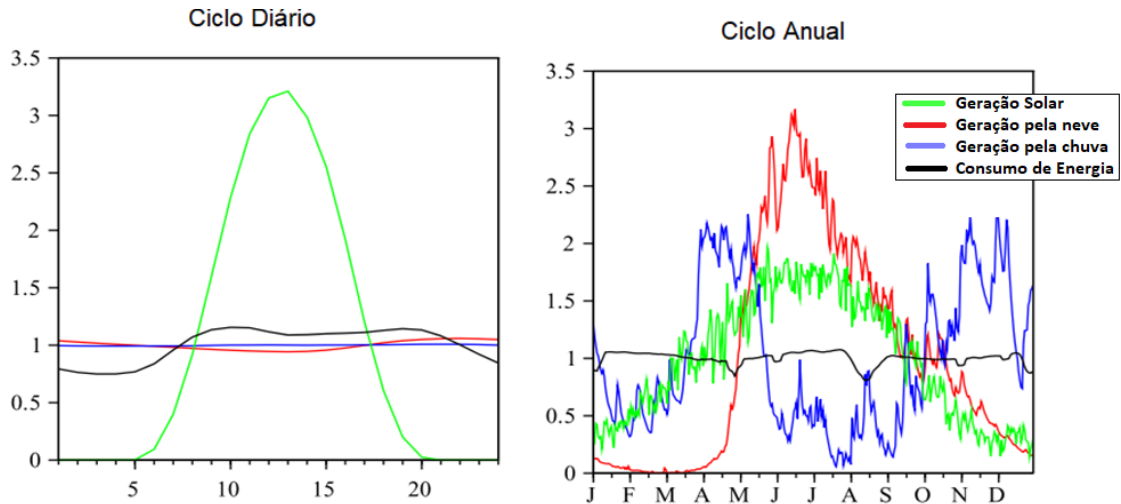


Figura 19 Representação do consumo de energia e geração de um mix de energia 100% renovável composto por energia solar e por uma usina fio d'água no norte da Itália. (FRANÇOIS, BORGA, *et al.*, 2016)

Em seu trabalho Silvério *et al.* (2018) obtiveram resultados da complementação da energia gerada entre uma fonte hidrelétrica e fotovoltaica, como mostrado na Figura 21. A vazão natural do rio (em azul) e as vazões equivalentes da energia fotovoltaica (em vermelho) e totais (em verde) equivalentes para cada usina hidrelétrica na bacia do rio São Francisco.

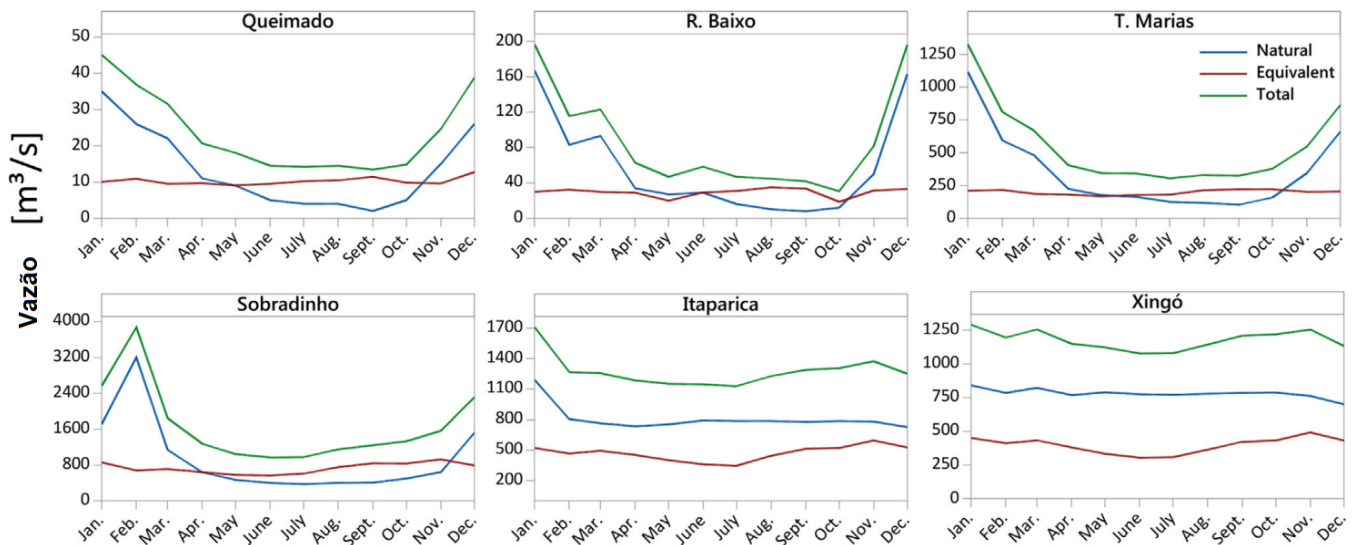


Figura 20 Vazões naturais, equivalentes e totais de cada usina hidrelétrica na bacia do rio São Francisco (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018)

3 ANÁLISE DE CUSTOS DAS USINAS RENOVÁVEIS

Neste capítulo utilizar-se-á a análise de custo nivelado de energia (LCOE), que é um método amplamente utilizado na literatura (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018) (SAEED, MEHRAN, *et al.*, 2016) (OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020). No entanto, este método é preferido especialmente no método de análise exergoeconômica. A análise exergoeconômica consiste em várias partes e uma delas é a análise de custos nivelados. O período de retorno do investimento varia dependendo do preço da eletricidade. Os valores obtidos pelo método de custo nivelado podem ser usados para obter os dados concretos para orientar o investidor que investe em usina solar ou qualquer outro tipo de usina geradora. Quando a vida útil da usina solar é levada em consideração, o valor do custo horário é calculado levando em consideração os custos de investimento, manutenção e reparos. Pode-se dizer que o valor do custo horário das usinas de energia solar permite um custo mais compreensível e comparativo porque a energia solar não é uma fonte contínua de energia (GÜRTÜRK, 2019)

3.1 Custo das Hidrelétricas

3.1.1 Estimativas de custos internacionais para hidrelétricas

IRENA (2014) conduziu um estudo projetado para fornecer dados objetivos de custos para tecnologias de energia renovável, incluindo energia hidrelétrica. Os indicadores de custo foram derivados para os custos de investimento, operação anual, custos de manutenção (O&M) e o custo da eletricidade gerada conforme medido pelo custo nivelado da eletricidade (LCOE).

Os custos totais de investimento em energia hidrelétrica variam significativamente dependendo do local, das opções de projeto e do custo da mão de obra e materiais locais. Para capturar essas diferenças, IRENA (2014) compilou um conjunto de dados derivado de países ao redor do mundo e incluindo diferentes tecnologias das UHEs (fio d'água, armazenamento e armazenamento por bomba). Existem diferenças de custo significativas para pequenas e grandes usinas hidrelétricas entre os países, conforme resumido na Figura 22.

Em outro estudo, 250 projetos em todo o mundo com uma capacidade total de 202 GW tiveram um custo médio de investimento de apenas US \$ 1.000 / kW e 90% tiveram custos de US \$ 1.700 / kW ou menos (LAKO, DE NOORD, *et al.*, 2003). Kaldellis e Kondili (2011) mostram que os custos de investimento por kW de projetos de pequenas centrais hidrelétricas tendem a ser menores se a planta tiver queda e capacidade instalada maiores, tal como pode ser observado na Figura 23. A Tabela 3 resume o investimento típico, O&M e custos de geração de eletricidade.

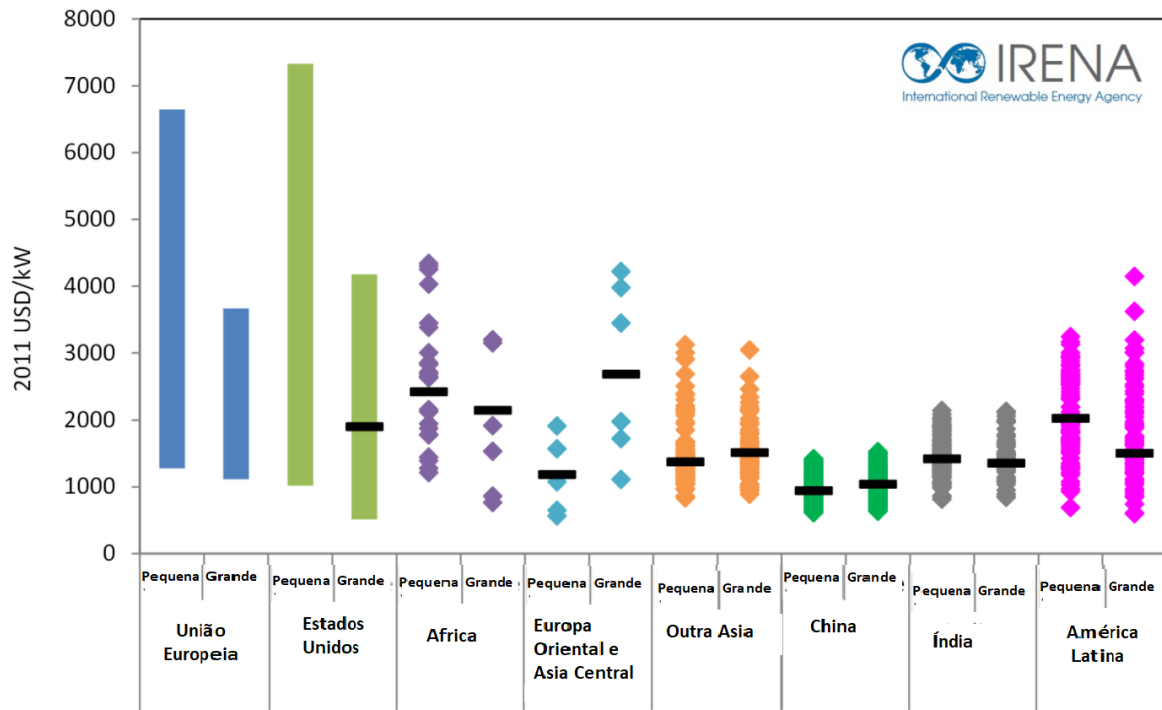


Figura 21 Custos das UHEs por país (IRENA, 2014) adaptado

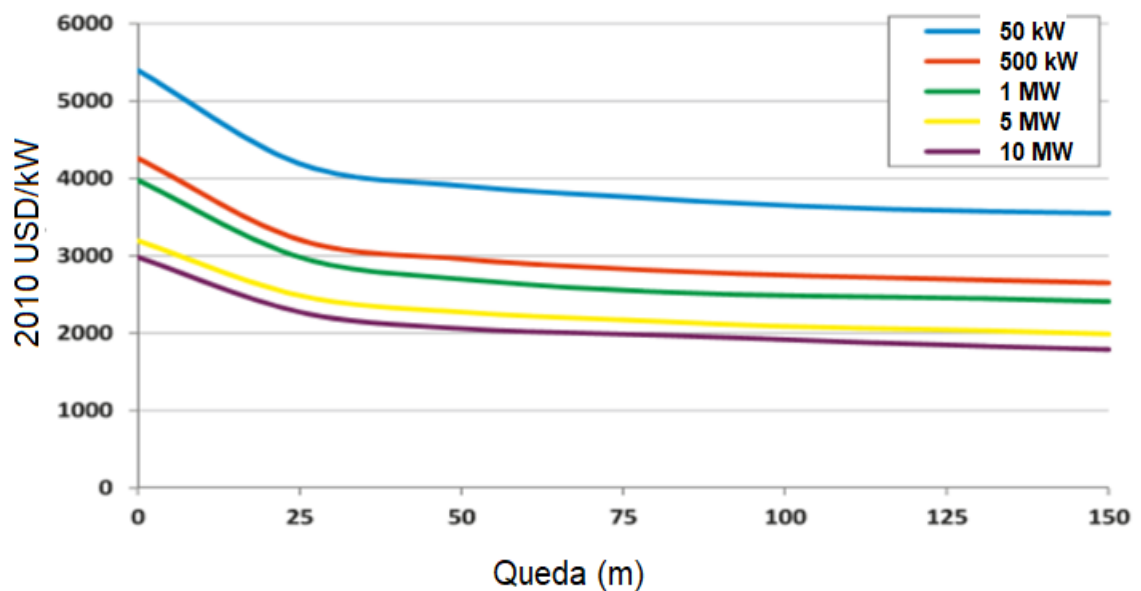


Figura 22 Custos de investimento em função da capacidade instalada e queda da água (KALDELLIS e KONDILI, 2011) adaptado.

Tabela 3 Resumo dos custos para hidrelétricas (IFC, 2010) adaptado.

Tipo de instalação	Custo de Instalação (USD/kW)	Custo O&M (%/ano de custo instalado)	Fator de Capacidade (%)	LCOE (2010 USD/kWh)
Pequenas Hidrelétricas	1.050-7.600	2-2,5	25 a 90	0,02-0,19
Grandes Hidrelétricas	1.300-8.000	1-4	20 a 95	0,02-0,27
Reforma / atualização	500-1.000	1-6		0,01-0,05

IRENA (2014) mostra, na Figura 24, uma breve revisão da faixa de LCOE (custo nivelado de energia) para energia hidrelétrica em países com a maior capacidade instalada de energia hidrelétrica

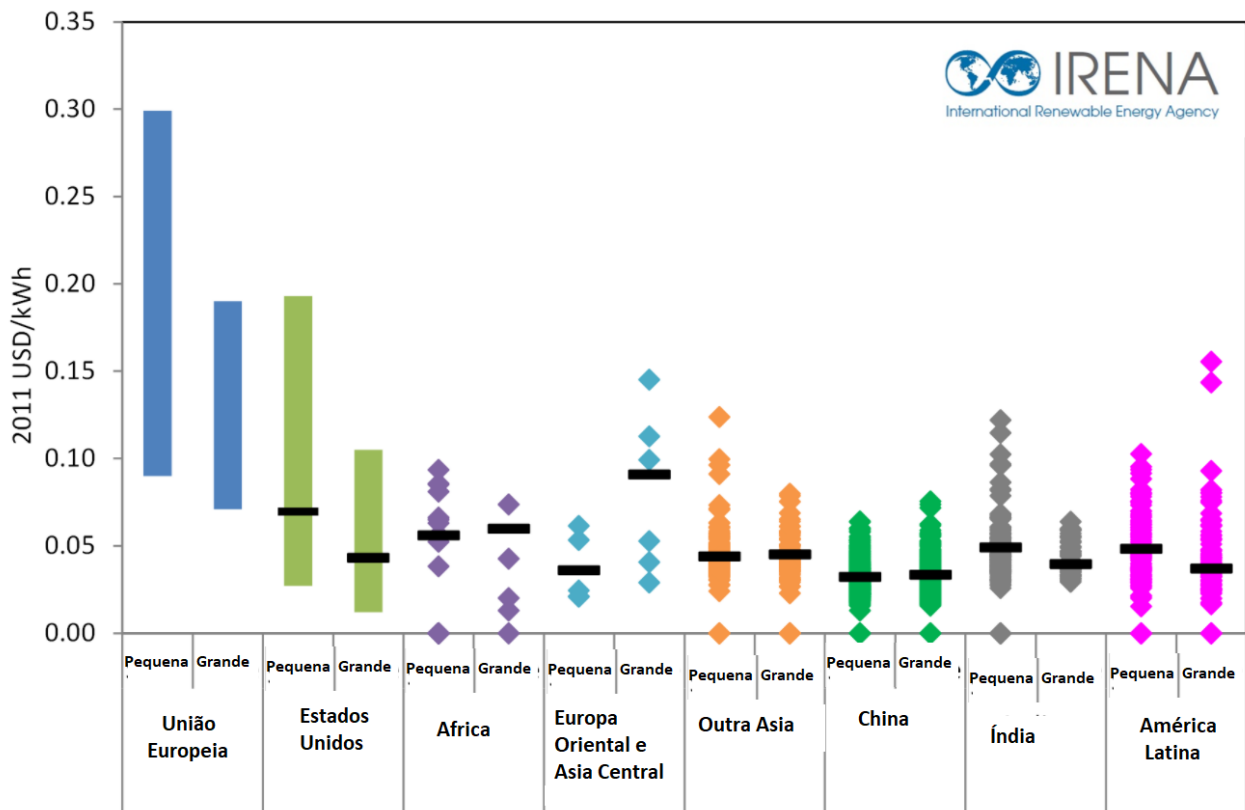


Figura 23 LCOE por país e região (IRENA, 2014) adaptado

3.2 Custos das Centrais Fotovoltaicas Flutuantes

Azami et al. (2017) estimaram que o custo total de construção de uma central fotovoltaica flutuante (CFVF) de 1,45 MW em uma barragem iraniana foi de cerca de 1,33 USD/W. Rosa-Clot et al. (2017), estimaram os custos de construção de uma usina CFVF de 1 MW na Austrália em 0,88 USD/W.

De acordo com a SERIS (2018), as despesas de capital (CAPEX) dos custos do CFVF em 2018 variaram de 0,68 a 0,93 USD/W. Portanto, sendo maior ou mesmo comparável ao CAPEX (Custos de Capital) fotovoltaico montado no solo, que em 2018 foi relatado como 0,69 USD/Wp (ILAS, RALON, *et al.*, 2018). A principal razão para a pequena discrepância entre CAPEX é que o custo extra de aquisição da estrutura flutuante (aproximadamente 25% do CAPEX de uma CFVF) é frequentemente compensado pelos altos custos de aquisição do terreno, obras civis e fundações à prova de sísmica necessários para sistemas fotovoltaicos montados no solo (SAHU, YADAV e SUDHAKAR, 2016).

Em 2018 a CFVF atingiu um custo nivelado de energia (LCOE) de cerca de 44,87 USD/MWh (SERIS, 2018), o que ainda é um valor elevado quando comparado ao FV montado no solo com LCOE variando de 29,63 a 33,86 USD/MWh (ILAS, RALON, *et al.*, 2018). No entanto, ainda está na extremidade inferior em comparação com projetos de geração de energia convencionais, como carvão, gás natural e nuclear, cujo LCOE varia entre 40 e 224 €/MWh (LAZARD, 2016).

Oliveira-Pinto (2020) analisou em seu trabalho a lacuna entre o desempenho aprimorado destacado na literatura para CFVF e os resultados de simulações numéricas de produção de energia realizadas com PVsyst®. O CAPEX obtido e os valores de referência propostos pela SERIS (2018) variam entre 700 e 1100 €/kW. Utilizando os preços da eletricidade de 0,24 €/kWh e 0,21 €/kWh para Espanha e Reino Unido, respectivamente, e para o Brasil o preço utilizado foi de 0,12 €/kWh e uma taxa de desconto de 7% para todos os estudos de caso. Além disso, foi considerada uma taxa de inflação de 2% e foi assumido um período de vida do sistema de 25 anos. As simulações PVsyst® para os três locais foram executadas para uma planta de 1 MWp. Ele apresenta o LCOE obtido para diferentes tecnologias nos três locais de estudo de caso, que também são apresentados na Tabela 4. Os valores LCOE de referência propostos por SERIS (2018) e por Ilas *et al.* (2018), que variam de 35 a 40 €/MWh para fotovoltaico montado em solo e 53 €/MWh para CFVF.

Tabela 4 LCOE e período de retorno para diferentes tecnologias em algumas localidades (OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020) adaptado.

Fabricant e do painel	Período de Retorno (Ano) / Localidade			LCOE (€/MWh)			Produção anual de energia (MWh/MWp)		
	Barrow Gurney (UK)	Balbinha (Brasil)	Almeria (Espanha)	Barrow Gurney (UK)	Balbinha (Brasil)	Almeria (Espanha)	Barrow Gurney (UK)	Balbinha (Brasil)	Almeria (Espanha)
C&T	8	8	4	96,2	67,9	53,7	969	1467	1739
Solaris Synergy	8	8	4	90,6	63,7	50,3	984	1497	1777
Sistemas em Solo	6	6	3	59,4	41,9	33,1	966	1461	1731

3.2.1 Custos dos Componentes das Centrais FVs Flutuantes

A Tabela 5 compara os custos de investimentos de uma central fotovoltaica convencional em solo (CFV) e uma central fotovoltaica flutuante (CFVF). Depreende-se que uma CFVF tem um custo maior devido à estrutura flutuante (incluindo também sistema de fixação e ancoragem) e ao sistema de monitoramento. O CAPEX (Custos de Capital) de uma CFVF chega a ser quase 18% maior. A consultoria Wood Mackenzie (2019) indica que as estruturas podem representar, respectivamente, 34% e 37% dos custos totais de instalação CFVF na China e na Índia. A Tabela 5 mostra uma comparação de investimentos entre esses dois tipos de estrutura.

Tabela 5 - Comparação dos custos de investimento, solo x flutuantes (GROUP WORLD BANK; SERIS; ESMAP, 2019) adaptado.

Componente	CFVF 50MWp (\$/Wp)	FV em solo 50MWp (\$/Wp)
Módulos	0,25	0,25
Inversores	0,06	0,06
Sistema de montagem*	0,15	0,10
Balanço do sistema **	0,13	0,08
Projeto, construção, teste e comissionamento	0,14	0,13
CAPEX Total	0,73	0,62
* Para CFVF, o sistema de montagem inclui a estrutura de flutuação, ancoragem e amarração. **Inclui monitoramento do sistema.		

Os custos do equipamento solar foram também obtidos com base no trabalho de Wang et al. (2019), como mostra a Tabela 6. Neste trabalho os custos do módulo FV foram ajustados com base nas taxas de aprendizagem da tecnologia, portanto, um custo do módulo de 0,22 USD/Wp foi usado. O balanço de custos da planta (BOP), inclui custos associados aos transformadores, cabeamento, equipamentos de comutação e controle, equipamentos de proteção, etc. (COX, 2019).

Tabela 6 Valores para o CAPEX dos componentes solares flutuantes (WANG e BARNETT, 2019) adaptado.

Componente	Custo (USD/Wp)
Módulo FV	0,22
Inversor	0,1
BOP	0,23
Engenharia, Aquisição, Construção (EPC)	0,31
Outros	0,23
Total	1,09

Os custos dos componentes flutuantes são mais desafiadores de definir, pois há poucas informações disponíveis na literatura sobre eles. Ainda assim, com base na escassa informação aberta disponível, foi possível concluir que o CAPEX para CFVF é tipicamente 25% maior do que os sistemas montados no solo (LEYBOURNE, 2020), principalmente devido à necessidade de flutuadores, amarrações e ancoragem. A Tabela 7 mostra os custos da tecnologia C&T e Solaris.

Tabela 7 Valores CAPEX para sistemas flutuantes (WANG e BARNETT, 2019) adaptado

Itens do sistema	Custo (USD/Wp)	
	Ciel et Terre	Solaris Synergy
Equipamento flutuante	0,2	0,1
Amarração e âncoras	0,02	0,04
Engenharia, Aquisição, Construção (EPC)	0,1	0,1

3.2.2 Alterações no Custo Nivelado de Energia (LCOE) pelas Configurações dos Módulos

3.2.2.1 Sistemas ON/OFF Grid no LCOE

Wästhage (2017), em seu estudo na Tailândia, cita que é interessante investigar como os resultados do sistema mudam com e sem a Tarifa de Injeção (FITs). Sem a FITs o produtor terá o mesmo preço de compra e venda de eletricidade para a rede. O LCOE pode chegar a se reduzir em mais de 50% devido ao baixo preço da eletricidade e a Tarifa de Injeção (FITs) para energia excedente. Mesmo se o programa Tarifa de Injeção (FITs) for regulamentado a tendência é que o LCOE permanecerá mais baixo para sistemas conectados na rede.

3.2.2.2 Impacto do Ângulo de Inclinação dos Painéis no LCOE

Rosa-Clot et al. (2017) realizaram uma simulação assumindo preços mais baixos para a estrutura da flutuadora, usando dados de radiação de Abu Dhabi. A Figura 25 mostra que a melhor solução para plantas fixas flutuantes é sempre aquela com baixa inclinação.

Vice-versa, um sistema de rastreamento pode reduzir o custo de kWh e essa redução é notável com seu ótimo em torno de 25 °.

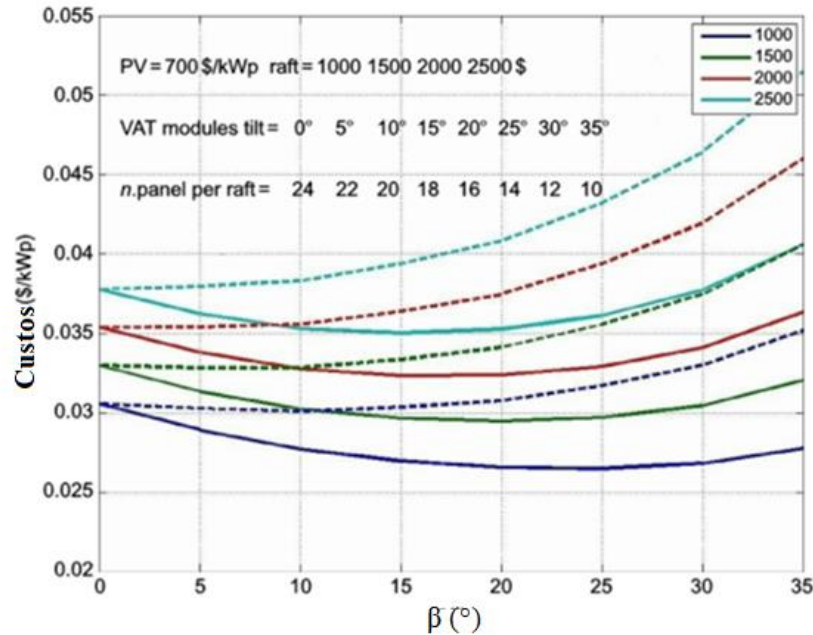


Figura 24 Custo kWh para módulos em plataforma horizontal com rastreamento de eixo vertical (VAT) (linha contínua) e planta fixa (linha tracejada) quando o custo da balsa varia de \$ 1000 a \$ 2500 (ROSA-CLOT e TINA, 2017)

Silvério et al (2018) mostraram em sua pesquisa um procedimento para dimensionar técnica e economicamente usinas fotovoltaicas flutuantes para operação coordenada com usinas hidrelétricas na Usina de Três Marias, Brasil. Os resultados do projeto otimizado mostram que uma inclinação do painel FV de aproximadamente 3 ° pode gerar energia com o menor custo (86 \$/MWh a 90,00 \$/MWh, dependendo da localização geográfica da plataforma flutuante no reservatório). Do ponto de vista energético, o ganho médio de energia gerado pela hidrelétrica após a adição da geração fotovoltaica flutuante foi de 76%, enquanto o fator de capacidade aumentou em média 17,3%. Na Tabela 8 são apresentados os custos utilizados no cálculo do LCOE.

Tabela 8 Custos de painéis flutuantes FV de acordo com ângulo de inclinação (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018) adaptado.

β (°)	Equipamento FV	Plataforma Flutuadora	Sistema de Âncoras	Custo Total (R\$/MW)
0	R\$ 2.656.733,79	R\$ 920.000,00	R\$ 147.200,00	R\$ 3.723.973,79
5	R\$ 2.656.733,79	R\$ 1.361.600,00	R\$ 239.200,00	R\$ 4.257.573,79
10	R\$ 2.656.733,79	R\$1.472.000,00	R\$ 294.400,00	R\$ 4.423.173,79
15	R\$ 2.656.733,79	R\$1.729.600,00	R\$ 368.000,00	R\$ 4.754.373,79
20	R\$ 2.656.733,79	1.950.400,00	R\$ 441.600,00	R\$ 5.048.773,79
25	R\$ 2.656.733,79	2.318.400,00	R\$ 515.200,00	R\$ 5.490.373,79
30	R\$ 2.656.733,79	2.760.000,00	R\$ 625.600,00	R\$ 6.042.373,79

Observa-se o comportamento do LCOE na Figura 26, com um valor mínimo (abaixo de R\$ 290/MWh) em $\beta = 0^\circ$ que aumenta à medida que β se torna maior. Nessa perspectiva, β deve ser menor que 5° . No entanto, uma análise baseada apenas na maximização de energia, conforme apresentada por Santafé (2014), levaria a resultados muito diferentes e valores-alvo de $\beta \approx 15^\circ$ como a melhor opção.

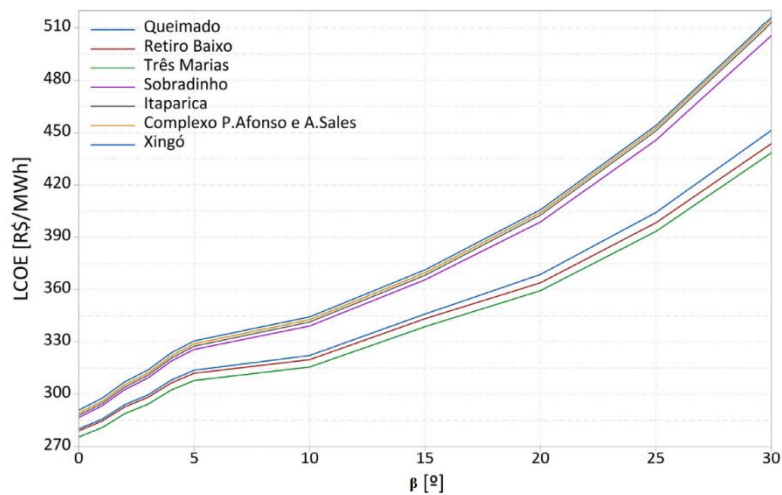


Figura 25 Gráfico do LCOE em função do ângulo de inclinação (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018).

3.2.2.3 Impacto da Capacidade Instalada e da Estrutura no LCOE

Barbuscia (2017) conduziu análises de sensibilidade realizadas com o modelo e evidenciaram o importante papel desempenhado pela capacidade do sistema no custo total de energia, que apresentou uma tendência decrescente quase exponencial das capacidades crescentes, atingindo valores semelhantes aos das tecnologias convencionais para plantas em escala multi-Watts. Na verdade, para capacidades superiores a 2 MW, o LCOE estabiliza em torno de 0,12 \$/kWh para sistemas montados em estruturas rígidas e abaixo de 0,10 \$/kWh para sistemas instalados em estruturas modulares, como mostra a Figura 27. Análises de sensibilidade foram realizadas também na escolha das estruturas de montagem, entre modulares e rígidas, que apresenta uma variação crescente de até 20% do LCOE para uma usina de 5 MW. Como amplamente esperado, o aumento da capacidade instalada do sistema resulta em uma diminuição do custo da energia. Para plantas de potência superior a 1 megawatts, o LCOE quase atinge valores comparáveis aos de fontes de energia convencionais, como turbinas de combustão convencionais (0,109 \$/kWh) e biomassa (0,102 \$/kWh).

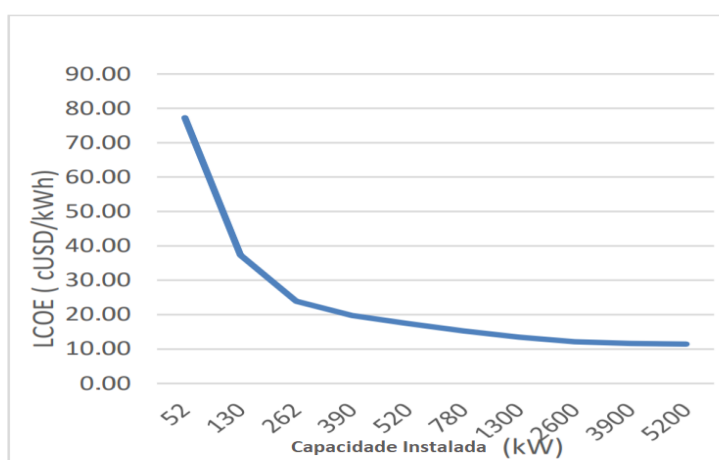


Figura 26 LCOE, em USD/kWh, para a capacidade total do sistema (kW) (BARBUSCIA, 2017)

Outro parâmetro que influencia fortemente o LCOE é o custo das estruturas flutuantes, veja Tabela 9. A escolha entre estruturas modulares e rígidas inclinadas, que são as duas únicas consideradas no modelo, com número fixo de módulos de 1008, indica uma diferença de 11% no valor do LCOE. Em um sistema de 5,2 MW, que teria 20.000 módulos, a escolha de estruturas modulares em vez de rígidas reduziria o custo de energia em cerca de 20% (BARBUSCIA, 2017).

Tabela 9 Influência da escolha da estrutura no LCOE (BARBUSCIA, 2017) adaptado

Estrutura	Modular	Rígida
LCOE (cUSD/kWh)	21,46	23,88

3.2.2.4 Impacto das Linhas Internas de Conexão no LCOE

O custo dos sistemas de transmissão da energia entre o sistema flutuante e a conexão com a rede em solo é uma função linear do comprimento das linhas internas; portanto, quanto maior for a distância entre a usina fotovoltaica flutuante e a subestação hidrelétrica, maior será o custo. A Figura 28 apresenta a variação do LCOE em função do comprimento da rede coletora subterrânea de 13,8 kV que transmite a energia da subestação de 4,7 MVA (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018)

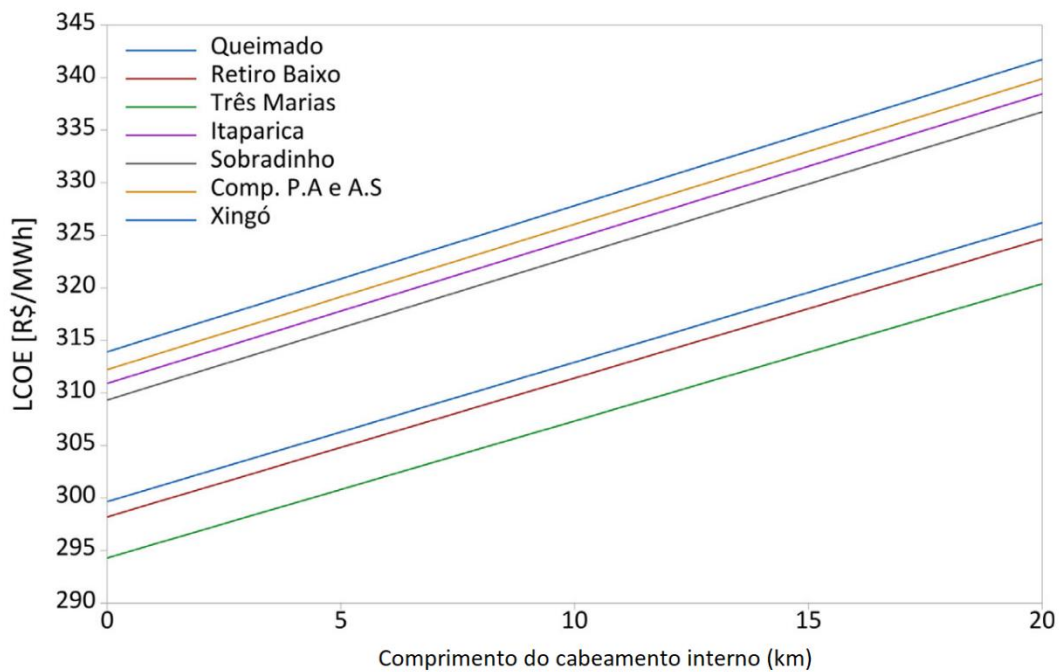


Figura 27 Variação do LCOE em função do comprimento das linhas internas (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018)

4 METODOLOGIA

O capítulo atual se propõe esclarecer a metodologia utilizada para a avaliação do consórcio de CFVF com uma CGH. Além do potencial de geração elétrica, também foi calculada a evaporação evitada pela instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes sobre o reservatório, a quantidade de CO₂ que pode ser evitada e a área a ser ocupadas pelos painéis. Para a realização do estudo de viabilidade econômica foi levantado o custo de implantação de um CFVF em trabalhos científicos e comparados a valores de instituições internacionais como IRENA, SERIS, *World Group Bank*, etc. O custo da CFVF (USD/Wp) foi baseado no trabalho de Wang e Barnett (2019). Para o sistema de flutuante optou-se pela tecnologia C&T.

Os procedimentos metodológicos adotados nessa investigação estão apresentados no fluxograma da Figura 29. Inicialmente selecionou-se uma CGH para o estudo de caso. Na sequência verificou-se a potência nominal, a área de superfície disponível e os dados climatológicos para estimar o potencial energético do sistema FV. Com os dados apresentados nos capítulos 2 e 3 foi possível obter configurações e valores dos equipamentos da geração flutuante.

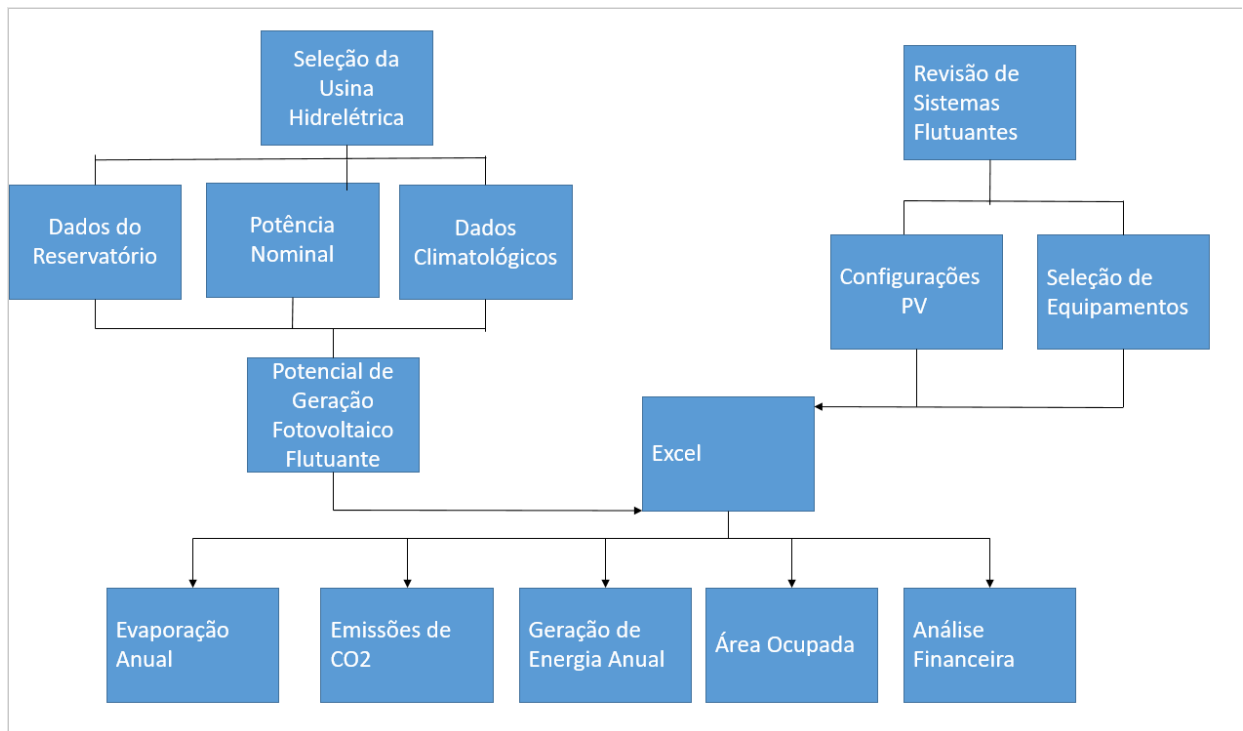


Figura 28 Fluxograma dos procedimentos utilizados no projeto

4.1 Análise Econômica

4.1.1 Método de Custo Nivelado para Viabilidade Econômica (LCOE)

O LCOE é definido como a razão entre os custos totais do projeto ao longo de sua vida, ou seja, custos de capital (CAPEX), custos de O&M (Operação e Manutenção) (OPEX), custos de

abandono (ABEX), descontados a valores presentes, e a produção de energia esperada do sistema durante sua vida. O cálculo do LCOE é apresentado na Equação 4 (GIELEN, 2012):

$$LCOE = \frac{\sum_{y=0}^Y \frac{ABEX(y)+OPEX(y)+CAPEX(y)}{\left(1+\frac{R_d}{100}\right)^y}}{\sum_{y=0}^Y \frac{E(y)*(1-TD)^y}{\left(1+\frac{R_d}{100}\right)^y}} \quad (\text{R\$/MWh}) \quad [4]$$

Onde $E(y)$ é a produção inicial anual de eletricidade (MWh), TD é a taxa de degradação do sistema FV, R_d representa a taxa de desconto e y o ano da vida útil das CFVF em consideração, variando de zero a Y .

A taxa de desconto reflete o custo de oportunidade, ou seja, o montante do risco financeiro inerente ao investimento (TAO e FINENKO, 2016), que é dependente da localização e também é usada para traduzir tanto os valores de energia gerada quanto o fluxo de custos futuros em seus valores presentes (ASTARIZ e IGLESIAS, 2015). Jong et al., (2015) em sua análise das tecnologias de geração elétrica no Brasil utilizaram taxas de desconto que variaram de 5% a 10%, sendo que 10% apresenta um maior LCOE para sistemas solares. A taxa média de desconto definida pelo Banco Central do Brasil para o ano de 2020 foi de 8% (CEICDATA, 2021). Para uma abordagem conservadora foi escolhido uma taxa de desconto de 10% ao ano que é a usual no Brasil.

Em uma abordagem conservadora, o OPEX foi definido como 10% do CAPEX, os custos ABEX foram de 1% do CAPEX e os custos de provisões e de contingência como 15% do CAPEX. A taxa de degradação dos módulos (TD) foi adotada como de 1% para o primeiro ano e 0,7% para os demais (JORDAN e KURTZ, 2012).

4.1.2 Fator de Capacidade

Este fator indica quanta energia é produzida por um sistema em comparação com sua produção máxima, ou seja, é responsável pela fração de tempo em que o sistema está operando em plena capacidade (OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020). É um elemento-chave na avaliação econômica para fontes de energia renováveis. O fator de capacidade (FC) é definido como a razão entre a produção de energia do sistema (kWh) e sua potência nominal (kW), durante um determinado período de tempo, como apresentado na equação 5. É medido como uma porcentagem.

$$FC = \frac{E_{prod}/\Delta t}{P_{max}} \quad [5]$$

Onde E_{prod} , é a energia produzida pelo sistema e P_{max} , a potência instalada no sistema.

O fator de capacidade determina a fração do custo do projeto suportada por cada unidade de energia vendida; fatores de capacidade mais elevados são capazes de distribuir esses custos de forma mais fina, minimizando seu impacto no custo unitário da eletricidade gerada.

Usinas de base operam com fator de capacidade mais elevado, em contraste com as usinas de ponta, que apresentam um fator de capacidade mais baixo. De acordo com a configuração do parque gerador previsto para 2010, o fator de capacidade (médio) das usinas hidrelétricas foi próximo à 57%, com as características mostradas na Tabela 10 (EPE, 2007) .

Tabela 10 Fator de capacidade médio das usinas do SIN (Sistema Interligado Nacional) (EPE, 2007)

Tipo de usina	Potência Instalada (MW)	Fator Capacidade (%)
Fio d'água	38.664	59,2
Sem regularização à montante		50,5
Com regularização à montante		59,9
Com reservatório de regularização	40.808	55,1
Sem regularização à montante		47,5
Com regularização à montante		57,2
Total	79.472	57,1

4.1.3 Período de Retorno

O período de retorno (PR), consiste na relação entre os custos totais do sistema fotovoltaico e sua receita ao longo de um período. Os preços da eletricidade variam de país para país, pois dependem de vários fatores como a situação geopolítica, o mix energético nacional, os custos da rede, etc. (OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020). Para o Brasil, o preço médio da eletricidade residencial pode ser assumido no ano de 2021 em 0,67 R\$/kWh = 0,129 U\$/kWh - taxa média de câmbio de 5,20 R\$ /1U\$ em 2021 - (CEMIG, 2021).

O período de retorno pode ser calculado usando a Equação 6, incluindo o imposto sobre a produção (Tax) de 10% (BUI, 2019).

$$PR(anos) = \frac{\text{Custo Inicial } (\$)}{(100\% - \text{Tax}(\%)) * \text{Produção anual} \left(\frac{kWh}{ano}\right) * \text{Preço} \left(\frac{\$}{kWh}\right) - O\&M \left(\frac{\$}{ano}\right)} \quad [6]$$

O período de retorno é um cálculo atraente porque é direto e fácil de entender e explicar. No entanto, existem limitações, uma vez que o cálculo ignora o valor do dinheiro no tempo, as alterações no preço da energia, o preço da eletricidade a taxa variável, etc. (BUI, 2019).

4.2 Dados Climatológicos

4.2.1 Irradiação

Informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento foram obtidas a partir da base de dados Meteororm 7.1 que interpola dados de 100 estações ao redor do mundo. Também foram obtidos na base de dados do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), em que dados de irradiação solar via satélite e a partir de estações de medição no Brasil foram coletadas durante 10 anos (1995-2005). A resolução espacial dos mapas de irradiação gerados por este estudo é de 10x10 km² e pode ser acessado de maneira online através do site que leva o mesmo nome do projeto. Os dados são fornecidos em irradiação média diária.

4.2.2 Cálculo da irradiação em plano inclinados

O azimute é o nome técnico que damos ao ângulo de orientação de um dado ponto (no caso, na parte frontal do módulo solar), com relação ao Norte geográfico. Para o cálculo da irradiação na superfície inclinada utilizou-se os resultados apresentados pelo software PVSyst ou um banco de dados (Tabela 11) com os seguintes fatores de correções.

Tabela 11 Fatores de correção de irradiação para superfícies inclinadas (PVSYST, 2017)

Azimute Inclinação	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
30°	0,94	0,98	1,01	1,03	1,05	1,07	1,07	1,06	1,05	1,02	1,00	0,96	0,93
20°	0,97	1,00	1,02	1,04	1,06	1,07	1,07	1,07	1,05	1,04	1,02	0,99	0,97
10°	0,99	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,02	1,00	0,99
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

4.2.3 Evaporação

A evaporação média anual de um reservatório indica uma perda natural de vazão por efeito de irradiação solar sobre o reservatório e conseqüentemente da temperatura média anual, umidade média anual e latitude. Os dados umidade média foram obtidos a partir da consulta do site do INPE (2020), sendo considerada a umidade relativa média anual de 70%, obtida por meio de uma média de valores mensais. A taxa de evaporação (E_0) em mm/dia/m² pode ser estimada pela fórmula Penman que é apresentada de forma simplificada pela equação 7 (LINACRE, 1977):

$$E_0 = \frac{700 * \frac{T_m}{100 - A} + 15 * (T - T_d)}{(80 - T)} \quad \left(\frac{mm}{dia} \right) \quad [7]$$

Onde: $T_m = T + 0,006h$, h é a elevação (metros), T ($^{\circ}C$) é a temperatura média, A é a latitude (graus) e T_d é o ponto de orvalho médio.

Os valores dados por esta equação normalmente diferem dos valores medidos em cerca de 0,3 mm/dia/ m^2 para médias anuais, 0,5 mm/dia/ m^2 para médias mensais. A fórmula se aplica a uma ampla variedade de climas. Assim, a taxa de evaporação pode ser estimada simplesmente a partir de valores de altitude, latitude e temperaturas máximas e mínimas diárias.

O cálculo do volume de água que deixa de evaporar anualmente foi calculado pela equação 8:

$$V_e = E_o * \frac{365}{1000} * A * r * F_{cob}. \quad [8]$$

Onde:

V_e é o volume de água que deixa de evaporar em m^3 ; E_o é a taxa de evaporação em mm/dia/ m^2 ; “ A ” é a área ocupada pelo sistema flutuante de geração em m^2 ; e r é redução de evaporação devido à cobertura em %. Essa taxa de redução de evaporação (r) foi multiplicada por um Fator de Cobertura ($F_{cob.}$) que de acordo com Rosa-Clot (2017) é de 90% da área coberta pelos sistemas fotovoltaicos do tipo flutuante.

Conhecendo o volume que deixa de evaporar (V_e) calcula-se a vazão média anual perdida devido à evaporação m^3/s (Q_e) pela equação 9:

$$Q_e = \frac{V_e}{365 * 24 * 3600} \quad [9]$$

4.2.4 Emissão CO_2

A quantidade de gases de efeito estufa (GEE) que são reduzidos pela instalação de CFV ou de CFVF pode ser estimada pela quantidade de GEE evitados pela operação de uma usina a combustível fóssil quando ambas geram as mesmas quantidades de energia elétrica. Para isso iremos utilizar a equação 10 (SONG e CHOI, 2016):

$$G_t = E * G * (1 + \varepsilon) \quad [10]$$

Onde, G_t é a quantidade de emissão reduzida de GEE por ano (tCO_2), E é a energia elétrica gerada pela planta solar flutuante por ano (MWh), G é o valor padrão da emissão de gases de efeito estufa de cada país por ano (tCO_2), e ϵ é a taxa média da perda de energia nas linhas de distribuição e transmissão. O fator de emissão estimado para a matriz brasileira é de $0,1264 tCO_{2eq}/MWh$ em 2021 (FATOR, 2021). No Brasil, historicamente, estima-se que as perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica perfazam cerca de 15% da energia comprada pelas distribuidoras (VIDINICH, ARAUJO, *et al.*, 2007)

Quanto ao impacto ambiental da instalação fotovoltaica flutuante, a Tabela 12 apresenta a lista de processos que emitem CO_2 durante fabricação, instalação e transporte de arranjos fotovoltaicos convencionais.

Tabela 12 Carbono embutido em instalações policristalinas (MYRANS, 2009).

Processo	FV Policristalino ($kgCO_2/m^2$)
Processo de manufatura	51,1
Painéis FV	20,1
Balanco do sistema (BOS)	2,3
Inversor	2,3
Insumos de capital	18,4
Suporte estrutural	19,9
Transporte	0,53
Total	114,63

A tecnologia fotovoltaica flutuante deve registrar as emissões de carbono do módulo flutuante polimérico. Como o peso de cada flutuador polimérico de alta densidade é de 65 kg, a emissão de CO_2 associada à produção de um kg de tal peça oca de plástico é de $1,96 kg$ de CO_2/kg (PLASTICS EUROPE, 2008). Assim, a emissão de carbono para o tamanho do módulo flutuante pode ser estimada em um valor de $42,6 kg CO_2/m^2$ (SANTAFÉ, SOLER, *et al.*, 2014).

4.3 Central Fotovoltaica Flutuante

4.3.1 Seleção de Equipamentos

Este trabalho focou no uso de módulos da empresa Solaris Synergy devido ao fato dessa empresa apresentar um menor custo por W_p . A quantidade de módulos necessários (n) será determinada em função da potência da CFVF (P_c) e da potência nominal (P_n) dos módulos solares, de acordo com a equação 11:

$$n = \frac{P_c}{P_n} \quad [11]$$

Por conveniência pode-se analisar os módulos com maior disponibilidade no mercado, os principais modelos encontrados variam de 300 a 550 Wp. Segundo STRANGUETO (2016), os empreendimentos fotovoltaicos flutuantes mais antigos utilizam painéis fotovoltaicos com módulos de silício monocristalino, enquanto os mais recentes utilizam módulos policristalinos, que constituem os módulos mais empregados em sistemas fotovoltaicos atualmente. O painel FV utilizado na simulação foi o modelo genérico de silício policristalino com potência de 340Wp, as dimensões do painel são apresentadas na Figura 30 e as curvas I-V para diferentes níveis de irradiação, bem como as curvas P-V para diferentes níveis de temperatura são apresentadas na Figura 31.

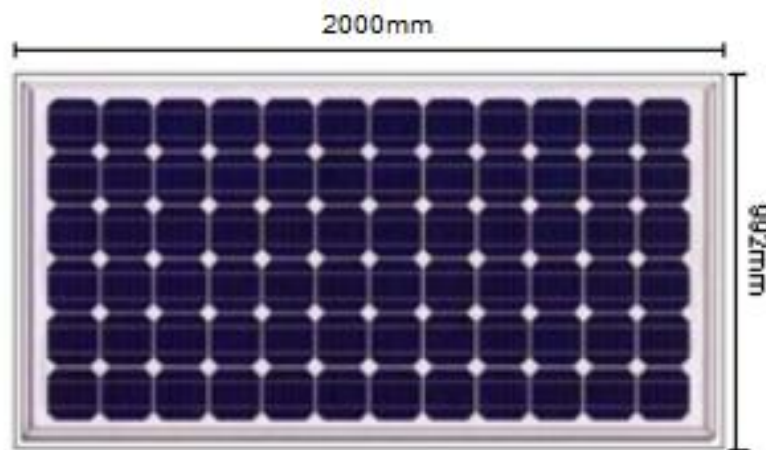


Figura 29 Dimensões do Painel FV (SANTAFÉ, 2011) adaptado

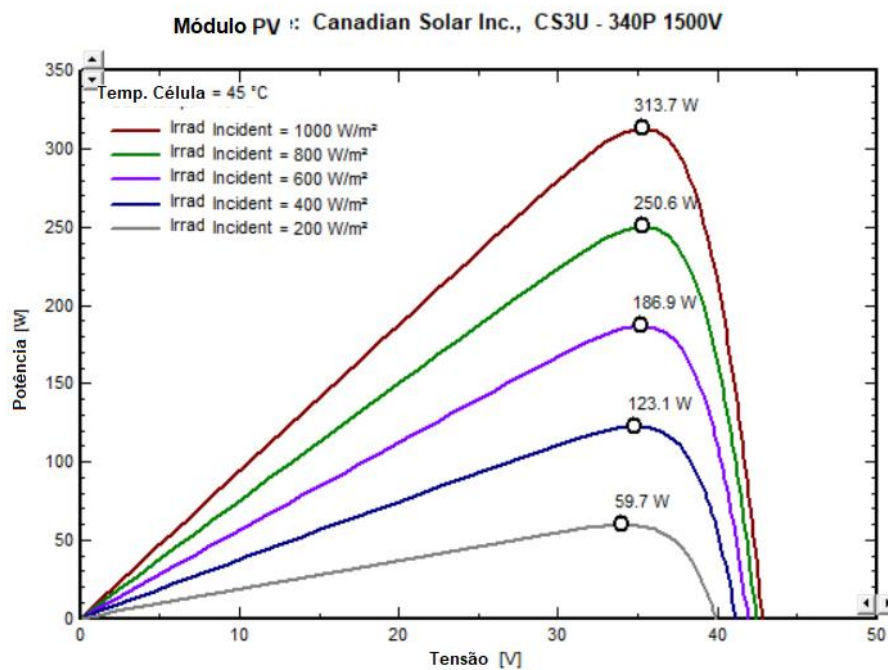
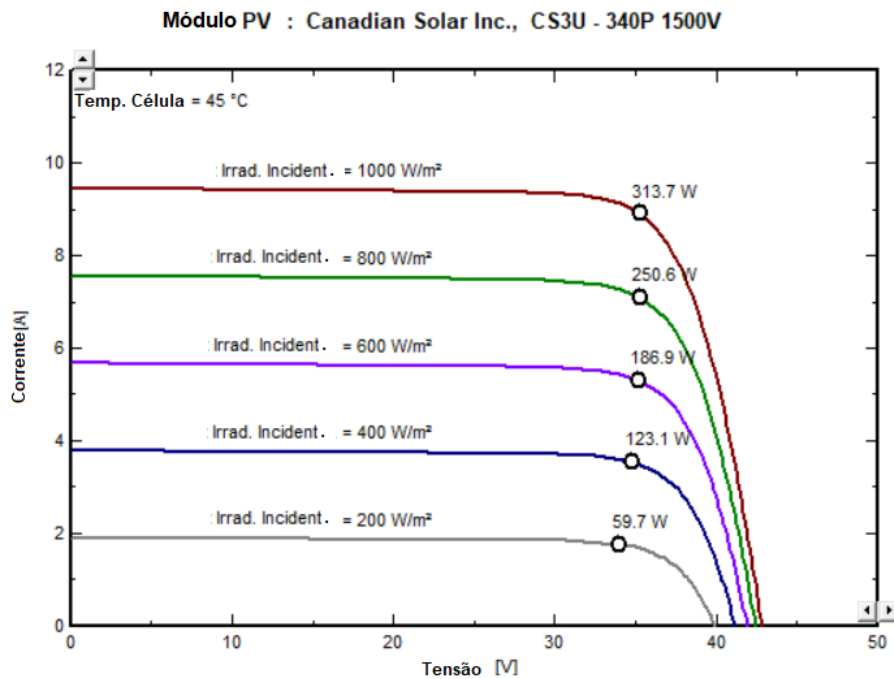


Figura 30 Curvas I-V e P-V do painel FV (PVSYST, 2017)

Para a escolha do inversor, Strangueto (2016) observou uma predominância do modelo IngeconSun 500 TL U X275 do fabricante Ingetean em 10 dos 13 projetos que participaram da chamada 13 da Aneel em 2013. O mercado evolui bastante de ano para ano, porém, como

exemplo, segue as características do inversor Ingecon Sun 250 TL U X208 Outdoor, que pode ser usado para cada bloco de geração. Algumas características estão apresentadas na tabela 13.

Tabela 13 Características do Inversor (PVSYST, 2017)

Modelo	Ingecon Sun 250 TL U X208
Potência Máxima CA	250 kW
Potência nominal CC	258 kW
Tensão máxima CC	820 V
Eficiência	98,14%
Faixa de tensão MPPT	350 – 820 V
Corrente máxima CC	738,7 A

4.3.2 Custos dos Sistemas Fotovoltaico

Para obter os valores do CAPEX das CFVF utilizou-se dados do trabalho de Wang et al. (2019) com enfoque na tecnologia Ciel et Terre que por possuir uma estrutura modular apresenta um menor LCOE segundo Barbuscia (2017). Para isso fez-se a conversão dos valores apresentados em USD/Wp para Real (R\$) usando uma cotação de 5,20, sendo o valor médio do dólar para o ano de 2020, conforme apresentado na Tabela 14:

Tabela 14 Custos dos equipamentos fotovoltaicos (WANG e BARNETT, 2019) adaptado

Item	CUSTO (R\$/Wp)
Módulos FV	1,14
Inversor	0,52
BOP	1,2
Engenharia e Construção	1,6
Outros	1,2
Flutuador	1,04
Sistema de amarração	0,10
EPC	0,52
TOTAL	7,32

Os custos do sistema de flutuadores foram obtidos por meio do trabalho de Santafé et al. (2014). Esse autor evidenciou que, de acordo com o ângulo de inclinação devido a sistemas flutuadores mais complexos para ângulos de inclinação mais altos, existe uma considerável variação de custos. Esses resultados estão apresentados na Tabela 15. Essa variação de preço será adicionada ao custo total de acordo com a inclinação nos cálculos de potencial de energia do sistema.

Tabela 15 Variação do custo do sistema em função do ângulo de inclinação - Santafé et al. (2014)

Ângulo de Inclinação (°)	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Variação do preço total (%)	100,4	100,8	100,8	101,2	101,2	104,3	107	111	113,7	116

O OPEX representa o custo anual com O&M de um sistema e deve abranger serviços de engenharia, planejamento, limpeza, reposição de equipamentos, entre outros. Estudos preliminares costumam apresentar os cálculos desse parâmetro com base em um percentual do CAPEX, a exemplo da ABINEE (2012) que utilizaram valores de 1% do CAPEX em seus estudos sobre viabilidade econômica de usinas fotovoltaica em solo no Brasil. Nenhuma informação disponível na literatura foi encontrada sobre como estimar os custos de OPEX para CFVFs. Pode-se esperar que a substituição de equipamentos para CFVFs seja mais complexa e custosa. Além disso, espera-se que a presença dessas estruturas na água atraia vida biológica, por ex. aves, exigindo atividades de manutenção mais frequentes. Para o valor do OPEX é possível seguir a indicação de Jäger-Waldau (2018) e para uma abordagem conservadora podemos utilizar um valor de 10% do CAPEX. Também assumindo uma abordagem conservadora, seguindo de orientação de Oliveira-Pinto et al. (2020) pode-se considerar os custos de descomissionamento (ABEX) como 1% do CAPEX. Ainda segundo Oliveira-Pinto et al. (2020) as provisões podem ser calculadas como uma porcentagem dos custos totais (assumido 5%) e adicionadas ao CAPEX. A contingência pode ser estimada em 10% dos custos totais e então adicionada ao CAPEX. A Tabela 16 resume os valores utilizados para esta investigação.

Tabela 16 Resumo dos itens utilizados na análise financeira.

Item	Custo (R\$/Wp)
CAPEX (custo de capital)	7,32 x "U"
OBEX (custo anual com operação e manutenção)	10% do CAPEX
ABEX (custos de descomissionamento)	1% do CAPEX
Provisões e Contingência	15% do CAPEX

*Sendo U é a variação dos custos totais do sistema devido a inclinação obtidos na Tabela 15.

4.3.3 Cálculo da Energia Gerada

Para estabelecer a geração de energia gerada pelo sistema solar (equação 12), estuda-se a radiação solar incidente (H_t) obtendo a energia média diária. A energia média de energia total diária (E_m) produzida está relacionada com a eficiência (η_m) do painel utilizado (STRANGUETO, 2016):

$$\frac{E_m}{H_t} = \eta_m * A \quad [12]$$

Onde: E_m é a energia média produzida (kWh/dia), H_t é a radiação solar incidente (kWh/m² dia), η_m é a eficiência do módulo e A corresponde a área dos painéis solares (m²).

Para η_p utiliza-se o valor de 0,17 (17%) para o painel escolhido pois possui 340W em 2 m². As irradiações (H_t) são obtidas nas localidades dos reservatórios das usinas. Com isso pode-se

estimar (equação 13) a produção diária de energia fotovoltaica (E_m) por metro quadrado de painel (kWh/m^2 dia).

$$E_m = \eta_p * H_t \quad [13]$$

A energia elétrica anual entregue à rede é calculada pela equação 14 (STRANGUETO, 2016):

$$E = E_m * n_a * A * \eta_t \quad [14]$$

Onde: E é a energia entregue à rede (KWh/ano), “ n_a ” o número de dias no ano, “A” a área da superfície fotovoltaica, e η_t que representa a eficiência do sistema.

O cálculo da eficiência do sistema η_t é feito considerando as perdas observadas no sistema que englobam: i) Perdas por Irradiância; ii) Perdas por Temperatura; iii) Perdas por Reflexão; iv) Degradação Induzida pela Luz; v) Perdas por Incompatibilidade; vi. perdas nas conexões e nos diodos; vii) Perdas por Rastreamento; viii) Nameplate; ix) Perdas no Cabeamento CC; x) Disponibilidade do Sistema CC; xi) perdas elétricas no cabeamento CA.; xii) Perdas no Transformador; xiii) Perdas por sobrecarregamento (perda de sobrecarga), ou por “ceifamento” (clipping); xiv) Eficiência do Inversor

Essas perdas são calculadas segundo a Equação 15 e são contabilizadas de forma linear e não acumulativa:

$$\eta_t = (1 - \sum \text{perdas}) * (1 - TD) \quad [15]$$

Em que TD é a taxa de degradação dos módulos que foram consideradas 1% para o primeiro ano e 0,7% para os demais (JORDAN e KURTZ, 2012). A composição das perdas está apresentada na sequência.

4.3.4 Eficiências da planta flutuante fotovoltaica

Em seu trabalho Sonnenenergie (2008) preconiza que em um sistema fotovoltaico bem projetado, sem sombras, as perdas totais de energia representam cerca de 18% da energia

disponível nos módulos fotovoltaicos. As perdas nos módulos fotovoltaicos (devido à temperatura, nível de irradiação, incompatibilidade, etc.) são responsáveis por 13%, enquanto aquelas na parte elétrica do sistema fotovoltaico são responsáveis por 5%, que podem ser divididas em perdas nos cabos (1%), os inversores (2,5%) e os transformadores de potência (1,5%). Assim, as perdas dos cabos representam cerca de 5,55%, enquanto as perdas do transformador representam 8,33% das perdas totais de energia.

Para este trabalho foram consideradas perdas por condições ambientais, perdas no lado CC, perdas no lado CA e perdas no inversor, que são detalhadas abaixo e se dividem em: perdas por condições ambientais (i a iv); perdas no lado CC do sistema fotovoltaico (v a ix); perdas no lado CA do sistema fotovoltaico (x a xiv)

- i. Perdas por Irradiância: As perdas por irradiância são responsáveis pela redução da irradiância solar incidente causada por poeira ou outra sujeira sazonal da superfície do módulo que reduz a radiação incidente. As perdas por sujeira causam uma redução uniforme na irradiância total incidente em cada submatriz. Essas perdas podem chegar a mais de 15% em desertos, mas normalmente não passam de 4% (IFC, 2015). Nessa investigação considerou-se uma perda de 2% para sistemas flutuantes, devido a uma maior facilidade para limpar os módulos, pela proximidade com a água, e uma menor incidência de poeira em um reservatório.
- ii. Perdas por Temperatura: Kalogirou e Tripanagnostopoulos (2006) indicaram que o aumento de um grau na temperatura das células solares de silício policristalino (pc-Si) diminui a eficiência dos painéis em cerca de 0,25%. Parte da energia solar é transformada em energia térmica. Ekici e Kopru (2017) estimaram em seu trabalho perdas térmicas para o sistema em solo em 4,6%. Para painéis flutuantes a temperatura chega a ser de 5 a 20% menor do que em sistemas em solo. Assim as perdas por temperatura, nos módulos flutuantes foram estimadas de maneira conservadora em 2%.
- iii. Perdas por Reflexão: Módulos fotovoltaicos em operação real apresentam perdas angulares em relação ao seu comportamento em condições de teste padrão, devido ao ângulo de incidência da radiação incidente e do solo superficial. Yamada et al., (2001) estimaram uma perda entre 4% e 2% para perdas por reflexão nos painéis. Neste trabalho optou-se por 2% de perdas.
- iv. Degradação Induzida pela Luz: é um fenômeno menos conhecido que afeta um grande segmento do mercado de células de silício cristalino. É a degradação que ocorre em uma

- célula solar nos primeiros dias após a instalação como resultado da exposição à luz solar. Isso pode levar a perdas de maneira conservadora de 1,5% (GONG, 2018).
- v. Perdas por Incompatibilidade: ocorrem devido as diferentes tensões que podem aparecer entre os painéis, o que é principalmente causada pelo sombreamento parcial dos painéis. Oliveira-Pinto & Stokkermans (2020) recomendam a taxa de 1% para perdas por incompatibilidade.
 - vi. Perdas nas conexões e nos diodos: (GONG, 2018) encontrou um valor de 0,5% de perda para esses componentes.
 - vii. Perdas por Rastreamento: A precisão e confiabilidade do rastreamento solar afetam o desempenho do sistema. No caso em questão será utilizado um sistema fixo e essa perda será nula (0%).
 - viii. Nameplate: Representa uma possível imprecisão nos dados de placa dos módulos, normalmente devido à degradação dos mesmos quando expostos à luz. A maioria dos módulos modernos refletem com precisão a operação do módulo. (GONG, 2018) recomenda, nesse caso, que essa perda seja considerada nula (0%);
 - ix. Perdas no Cabeamento CC: NREL (2005) recomenda que essa perda seja de 2% para a fiação CC. Sistemas com fios mais curtos entre os módulos e o inversor, ou com fio mais grosso, podem ter uma perda próxima de 1%;
 - x. Disponibilidade do Sistema CC: é um valor de perda genérico. Destina-se a capturar eventos que desligam totalmente o sistema - incluindo desligamentos ou falhas do inversor, interrupções da rede ou outras ações que desligam o sistema fotovoltaico e o impedem de produzir eletricidade. Nos casos em que há operação e manutenção ou sistema de alerta de falha configurado, a perda de disponibilidade pode ser tão baixa quanto 0,5% (GONG, 2018) .
 - xi. Cabeamento CA: perdas elétricas no cabeamento entre o inversor e a conexão com a rede. Foi adotado o valor de 0,5% como em Ekici e Kopru (2017)
 - xii. Perdas no Transformador: perdas ohmicas CA e perdas do transformador externo foram consideradas perdas no valor de 2% no transformador de acordo com Mahachi (2016).
 - xiii. As perdas por sobrecarregamento (perda de sobrecarga), ou por “ceifamento” (clipping): ocorrem normalmente quando o sistema FV possui uma configuração com o inversor sobrecarregado (potência do painel fotovoltaico superior à nominal do inversor). Quando a potência dos módulos ultrapassa a potência nominal CC do inversor, por exemplo devido a níveis elevados de irradiância, o inversor sai da operação em MPP, limitando a potência convertida a um valor máximo seguro. As perdas por sobrecarregamento variam de 0,3%

a 2,4%, dependendo da tecnologia (DESCHAMPS, 2018). Para este trabalho foi escolhido o valor de 2%.

- xiv. Eficiência do Inversor: A eficiência de um inversor indica quanta energia CC é convertida em energia CA. Parte da energia pode ser perdida na forma de calor, e também parte da energia em *stand-by* é consumida para manter o inversor no modo energizado. Para o inversor escolhido a eficiência é de aproximadamente 2% como mostra na seção 4.3.1.

A tabela 17 faz um resumo das perdas consideradas nesse trabalho

Tabela 17 Resumo das perdas para o sistema flutuante

Item	Descrição	Perdas percentuais	Referencias
1	Perda anual por sujeira	2%	(IFC, 2015)
2	Perdas pelo aumento de temperatura no módulo	2%	(EKICI e KOPRU, 2017)
3	Perdas por reflexão	2%	(YAMADA, NAKAMURA, <i>et al.</i> , 2001)
4	Perdas por exposição a luz solar	1,50%	(GONG, 2018)
5	Perda por incompatibilidade	1%	(OLIVEIRA-PINTO e STOKKERMANS, 2020)
6	Perda nos diodos e conexões	0,50%	(GONG, 2018)
7	Perdas por Rastreamento	0%	Sistema sem rastreamento
8	Perda da capacidade nominal	0%	(GONG, 2018)
9	Perda na fiação CC	2%	(NREL, 2005)
10	Perdas de disponibilidade do sistema	0,50%	(GONG, 2018)
11	Perda na fiação CA	1%	(EKICI e KOPRU, 2017)
12	Perda de carga no transformador	2%	(MAHACHI, 2016)
13	Perdas no Inversor (Sobrecarregamento ou Ceifamento)	2%	(DESCHAMPS, 2018)
14	Perdas no Inversor (eficiência)	2%	(PVSYST, 2017)
Total		19,0%	

4.3.5 Modelagem da energia produzida pela CFVF como vazão equivalente à usina híbrida

A energia fotovoltaica gerada para complementar a energia hidrelétrica permite que um determinado volume de água seja armazenado no reservatório podendo ser usada durante os períodos de ponta do sistema. Essa energia pode ser convertida em uma vazão fictícia que pode ser somada com a vazão natural do rio, para encontrar uma vazão equivalente (Qeq.) para o período analisado. O modelo apresentado por Glasnovic et al. (2013) (equação 16) pode ser usado para converter a energia fotovoltaica em uma vazão equivalente que chega ao reservatório durante o período de análise.

$$Q_{EQ(i)} = \frac{E_{FV(i)}}{\rho * g * h(i)} \quad [16]$$

Onde $Q_{EQ(i)}$ é a vazão equivalente correspondente à energia fotovoltaica gerada no período i , $E_{FV(i)}$ é a energia total gerada pela planta fotovoltaica flutuante no período i , ρ é a massa específica da água (1000 kg/m^3), g é a constante gravitacional ($9,81 \text{ m/s}^2$), e $h(i)$ é a altura de queda líquida de água no período i (m). O período que pode representar horas, dias, semanas, etc.

A energia hidráulica é originária da captação das chuvas pela bacia hidrográfica que dão origem as vazões nos cursos d'água. Essa vazão chega ao reservatório e é posteriormente turbinada. Quando se instala uma CFV ou uma CFVF em consórcio com uma CGH (ou UHE) é como se a bacia hidrográfica tivesse aumentado agregando-se mais vazão ao sistema. Essa vazão pode ser utilizada tanto para o enchimento do reservatório, armazenando energia, ou pode ser injetada no sistema, aumentando a sua capacidade de abastecer a ponta de carga.

De acordo com (SILVÉRIO, BARROS, *et al.*, 2018) sob a perspectiva regulatória atual é apropriado apenas adicionar a vazão equivalente da fonte FV ao fluxo natural do rio se os preços de ambas as fontes de energia forem os mesmos.

5 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso escolhido foi de uma CGH de 3,34 MW e que dispõe de dois reservatórios, um principal e outro auxiliar. A construção desta CGH foi iniciada em 1924, sendo inaugurada em 8 de dezembro de 1932 com o nome de Usina Hidroelétrica de Bicas do Meio sendo atualmente nominada como CGH REPI (IMBEL, 2009).

5.1 Seleção da Hidrelétrica

A CGH REPI está situada no Rio de Bicas, afluente do rio Sapucaí, situado na sub-bacia 61 do Rio Grande no município de Wenceslau Braz – Minas Gerais. Em 1965 foi instalado um novo grupo gerador de 875 kVA no lugar do antigo sistema de 165kVA e em 1968 uma nova barragem foi construída com intuito da ampliação da capacidade da CGH com geradores de 700 kVA. A vazão para este novo reservatório pode ser aumentada por meio da transposição da vazão do Ribeirão Quilombo, um afluente do Rio de Bicas. Em 1977 a frequência de operação passou de 50 Hz para 60Hz o que gerou um problema para os geradores que passaram a trabalhar 20% acima da velocidade nominal. Atualmente possui uma capacidade geradora de 3,34 MW com seus dois reservatórios, o principal e o auxiliar. As coordenadas entre as barragens, que são conectadas são 22° 55' 28,07" S, -45° 36' 52,77" W. A CGH REPI está implantada a aproximadamente 26,5 km da nascente do Rio de Bicas e 9,5 km de sua foz no rio Sapucaí (IMBEL, 2009).

5.1.1 Descrição da Hidrelétrica

A CGH REPI opera de forma isolada fornecendo energia apenas para a fábrica de IMBEL em Itajubá, através de uma linha de distribuição própria de 18 km, se enquadrando na categoria de Autoprodutor de Energia. A Barragem Principal, construída em 1932, é de concreto, e tem 15,00 metros de altura e 68,00 metros de comprimento do coroamento. No final dos condutos forçados, de 1.596 metros, está localizada a Casa de Máquinas denominada Casa de Máquinas I, que abriga seis grupos geradores. A Barragem Auxiliar foi construída em 1957, Figura 32, e está localizada 500 metros à montante da Barragem Principal, é de concreto, e tem 29,50 metros de altura e 112,00 metros de comprimento na crista. A Casa de Máquinas está logo a jusante da barragem, denominada Casa de Máquinas Auxiliar, que abriga um único Grupo Gerador (IMBEL, 2009).

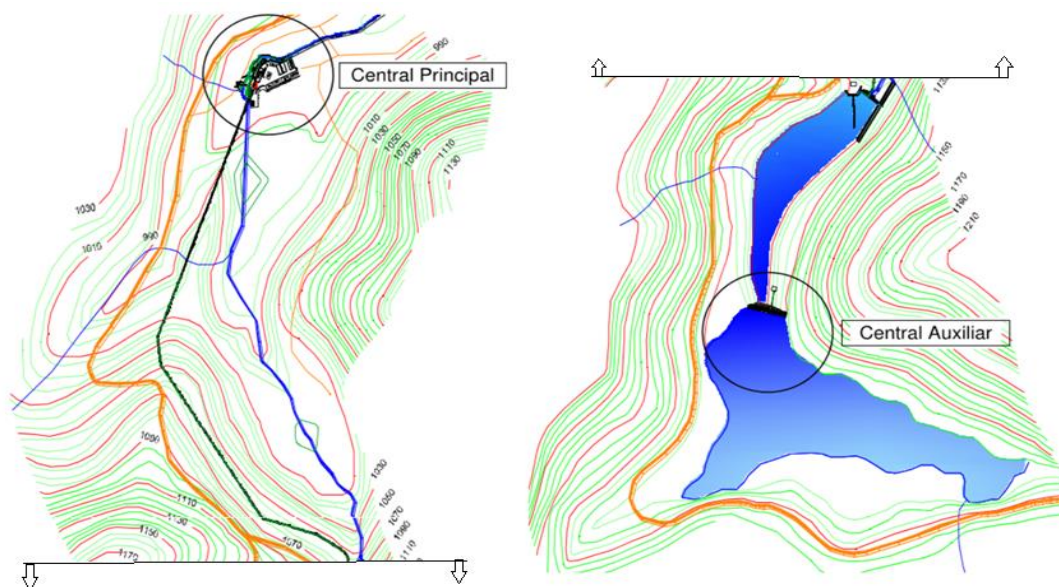


Figura 31 Arranjo Geral da CGH REPI (IMBEL, 2009) adaptado

5.1.2 Série Histórica de Vazões da CGH REPI

De acordo com IMBEL (2009) as vazões históricas da CGH foram obtidas a partir da transposição de vazões, segundo um fator que relaciona a vazão média de longo termo da estação fluviométrica da Fazenda da Guarda, código 61.250.000, e que foi adotada como estação base para a transposição de vazões. Esta é, também, a estação mais próxima do aproveitamento (cerca de 27,0 km do local de implantação da CGH REPI e da barragem do Quilombo). Como esta estação não apresenta dados para períodos posteriores ao ano de 2003, foi utilizada uma segunda estação base, a estação Guaratinguetá, para o período de 2004 a 2007 veja Tabelas 18 e 19.

Tabela 18 Série histórica de vazões transpostas para CGH REPI de 1947 a 1976 (IMBEL, 2009) adaptado

Série histórica transposta para a CGH REPI							
Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)	Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)
1947	5,38	10,07	2,90	1962	3,71	7,26	1,48
1948	3,77	8,86	1,67	1963	3,4	9,66	0,99
1949	3,89	9,47	1,26	1964	2,76	6,94	1,13
1950	4,11	8,39	1,58	1965	4,88	6,95	2,09
1951	3,68	5,18	2,49	1966	4,86	9,95	1,67
1952	4,11	7,38	1,94	1967	4,92	11,56	1,99
1953	1,95	3,28	0,94	1968	2,91	5,52	1,51
1954	3,42	10,09	1,51	1969	2,68	5,08	1
1955	2,66	5,79	0,89	1970	4,41	10,76	2,48

Série histórica transposta para a CGH REPI (cont.)							
Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)	Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)
1956	3,37	4,97	2,35	1971	2,57	5,25	1,7
1957	4,68	8,34	2,59	1972	3,21	5,1	1,55
1958	4,79	6,73	2,83	1973	3,43	5,08	1,73
1959	4,06	8,97	1,67	1974	3,33	6,87	1,57
1960	3,57	6,5	1,45	1975	2,89	4,39	1,46
1961	4,72	11,58	1,77	1976	4,52	6,71	3,29

Tabela 19 Série histórica de vazões transpostas para CGH REPI de 1977 a 2007 (IMBEL, 2009) adaptado

Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)	Ano	Média (m ³ /s)	Máxima (m ³ /s)	Mínima (m ³ /s)
1977	3,55	6,75	2	1991	2,75	4,31	0,65
1978	3,25	5,24	1,51	1992	2,9	3,88	1,95
1979	3,72	5,52	2,17	1993	2,92	6,57	2,09
1980	4,14	6,72	2,14	1994	2,66	4,89	1,67
1981	4,01	8	1,77	1995	3,61	7,81	1,98
1982	4,58	8,27	2,05	1996	4,07	5,84	2,36
1983	6,28	8,63	3,96	1997	3,49	5,87	2,12
1984	3,7	7,09	2,08	2001	2,47	5,96	1,59
1985	4,13	7,06	2,47	2002	3,31	6,09	1,85
1986	3,8	5,44	2,36	2003	3,82	4,78	2,42
1987	4,35	6,8	2,85	2004	2,61	4,68	1,78
1988	3,91	6,86	2,24	2005	3,29	4,91	2,56
1989	4,26	6,88	2,09	2006	3,97	7,05	3,5
1990	3,2	4,67	2,23	2007	3,64	4,99	2,86

5.1.2.1 Resumo das Vazões de Interesse

A vazão ambiental também chamada de vazão ecológica ou vazão sanitária foi calculada a partir das vazões mínimas para garantir a sobrevivência da fauna aquática quando a vazão estiver reduzida. Assim obteve-se um valor de 0,79 m³/s para a vazão de referência Q7/10, que é vazão mínima diária para sete dias consecutivos com uma probabilidade de 10% de ocorrência, e 0,55 m³/s para a vazão ecológica ou sanitária (IMBEL, 2009).

As Tabela 20 e 21 mostram um resumo das vazões de interesse para o Rio Bicas e as vazões de interesse de contribuição do Ribeirão do Quilombo.

Tabela 20 Resumo das vazões obtidas no estudo hidrológico para o Rio de Bicas (IMBEL, 2009)

Símbolos	Vazões (m³/s)	CGH REPI
QMLT	Média de longo termo	3,66 m ³ /s
QMIN	Média mensal mínima	0,65 m ³ /s
QMAX	Média mensal máxima	11,58 m ³ /s
Q95	Média mensal firme	1,56 m ³ /s
Q7/10	Mínima de 7 dias	0,79 m ³ /s
QSAN	Sanitária ou ecológica	0,55 m ³ /s
Q10	De cheia (10 anos)	58,85 m ³ /s
Q50	De cheia (50 anos)	81,24 m ³ /s
Q100	De cheia (100 anos)	90,71 m ³ /s
Q500	De cheia (500 anos)	112,58 m ³ /s
Q1.000	De cheia (1.000 anos)	121,98 m ³ /s
Q10.000	De cheia (10.000 anos)	153,20 m ³ /s
QMD	Máxima diária registrada (21/12/66)	45,03 m ³ /s
QmD	Mínima diária registrada (04/08/91)	0,07 m ³ /s

Tabela 21 Resumo das vazões transpostas obtidas no estudo hidrológico para o Ribeirão do Quilombo (IMBEL, 2009)

Símbolos	Vazões (m³/s)	CGH REPI
QMLT	Média de longo termo	0,70 m ³ /s
QMIN	Média mensal mínima	0,12 m ³ /s
QMAX	Média mensal máxima	2,20 m ³ /s
Q95	Média mensal firme	0,30 m ³ /s
Q7/10	Mínima de 7 dias	0,15 m ³ /s
QSAN	Sanitária ou ecológica	0,11 m ³ /s
Q10	De cheia (10 anos)	14,15 m ³ /s
Q50	De cheia (50 anos)	19,30 m ³ /s
Q100	De cheia (100 anos)	21,47 m ³ /s
Q500	De cheia (500 anos)	26,50 m ³ /s
Q1.000	De cheia (1.000 anos)	28,66 m ³ /s
Q10.000	De cheia (10.000 anos)	35,83 m ³ /s
QMD	Máxima diária registrada (21/12/66)	8,57 m ³ /s
QmD	Mínima diária registrada (04/08/91)	0,01 m ³ /s

5.1.3 Dados dos reservatórios

Na Tabela 22 estão listados dados dos reservatórios da CGH REPI, como o volume dos reservatórios, o volume morto e a vida útil dos reservatórios.

Tabela 22 Dados dos reservatórios da CGH REPI (IMBEL, 2009)

Itens da CGH REPI	Reservatório Auxiliar	Reservatório Principal
Comprimento do reservatório [m]	945	600
Volume do reservatório [m ³]	1.347.287	269738,17
Volume morto do reservatório [m ³]	21.356	Tomada d'água de fundo
Deflúvio médio de sedimentos [ton/ano]	28.558	1207,1355
Índice de sedimentação	1,43.108	9,0525.106
Vazão média afluyente [m ³ /s]	3,66	3,66
Eficiência de retenção [%]	96,5	82
Volume de assoreamento anual [m ³ /ano]	21198,82	761,4239
Vida útil do reservatório [anos]	63,55	354,25

5.1.3.1 Cota X Área X Volume

No cálculo das curvas cota x área x volume do Reservatório Auxiliar, e do Reservatório Principal apresentado por (IMBEL, 2009) foram consideradas isóbatas de 2 em 2 m, aproximadamente, para o cálculo de áreas em diferentes cotas até o nível normal máximo do reservatório. Com estas áreas foram também calculados os volumes correspondentes que, somados até cada isóbata considerada, permitiram a elaboração das curvas cota x área e cota x volume, obtendo-se suas respectivas equações. Abaixo seguem as Tabelas 23 e 24 com os dados de cota, área e volume dos reservatórios.

Tabela 23 Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Auxiliar (IMBEL, 2009)

Pontos	Cota (m)	Área(km ²)	Volume (106 m ³)	Referências
A11 V11	1098,50	0,193160	1,477459	NA Máximo maximorum
A10 V10	1098,30	0,1857	1,4215	NA Máximo Normal
A9 V9	1098,00	0,176362	1,347287	NA Normal
A8 V8	1097,56	0,1714442	0,305537	-
A7 V7	1094,66	0,131496	0,877561	-
A6 V6	1092,66	0,114358	0,631617	-
A5 V5	1090,66	0,099904	0,417351	-
A4 V4	1088,66	0,081819	0,234314	-
A3 V3	1086,66	0,055991	0,096575	-
A2 V2	1084,66	0,022401	0,021356	-
A1 V1	1082,80	0,001164	0,000550	NA Mínimo

Tabela 24 Dados de Cota, Área e Volume do Reservatório Principal (IMBEL, 2009)

Pontos	Cota (m)	Área(km2)	Volume (106 m3)	Referências
A9 V9	1069,84	0,0413	0,2697	NA Máximo maximorum
A8 V8	1069,64	0,0395	0,2615	NA Máximo Normal-
A7 V7	1068,84	0,0378	0,2299	NA Normal-
A6 V6	1068,50	0,0308	0,2170	-
A5 V5	1065,00	0,0207	0,1092	-
A4 V4	1063,00	0,01486	0,0678	-
A3 V3	1061,00	0,0116	0,0381	-
A2 V2	1060,00	0,0053	0,0266	-
A1 V1	1055,00	0,0000	0,0000	NA Mínimo

5.1.4 Uso da superfície do reservatório

A Lei 12.651 do Código Florestal, descreve em seus artigos 4 e 5 que na implantação de um reservatório artificial destinado a abastecimento ao público ou geração de energia, a área de preservação permanente criada em seu entorno deve ser de no mínimo 30 metros em área rural e 15 metros em área urbana (BRASIL, 2012). A presença da vegetação e montanhas pode gerar sombreamento, a área também pode ser limitada pela presença de vertedouros e sistemas auxiliares, havendo também a necessidade de aeração para preservar os processos biológicos. Strangueto (2016) cita que esses fatores representam uma perda de 20% da área útil para instalação.

5.1.5 Fator de Capacidade da Usina Hidrelétrica

Os fatores de capacidade foram calculados com base em que mostra da geração de energia em função da vazão. Como já mencionado, o fator de capacidade é a razão entre a geração em um determinado período de tempo e a capacidade de geração máxima da usina. A figura 33 apresenta os fatores de capacidade dos anos entre 1998 e 2008, sendo o maior valor para o ano de 2018 quando o fator de capacidade atingiu 61,8% e o menor para ano de 2014 de 31,5% devido à seca no período. Conclui-se que os subsistemas desta hidrelétrica se encontram, a maior parte do tempo, subutilizadas, permitindo a instalação de uma fonte complementar de

energia como a fotovoltaica flutuante.

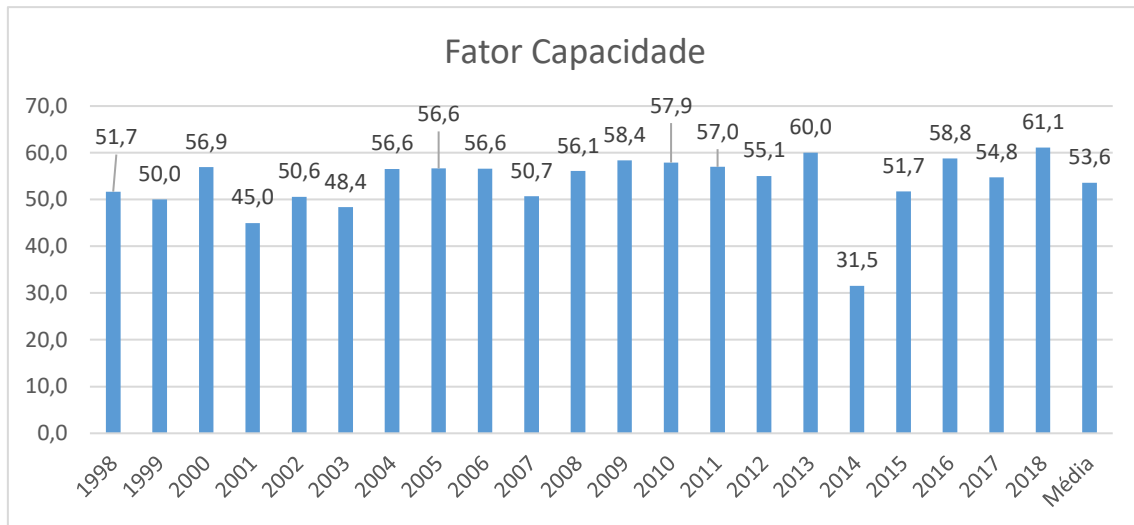


Figura 32 Fator de capacidade para CGH REPI para os anos entre 1998 e 2008

5.1.6 Geração de Energia na CGH REPI

Foi verificada a geração de energia da CGH REPI entre os anos de 2008 e 2018, apesar da baixa oscilação interanual, apresenta grande variabilidade intra-anual (Figura 34). Este comportamento é reflexo do regime hídrico atuante na região, com estações chuvosas bem definidas nos meses de dezembro a maio, que resulta no enchimento do reservatório ao longo desses meses (Figura 35).

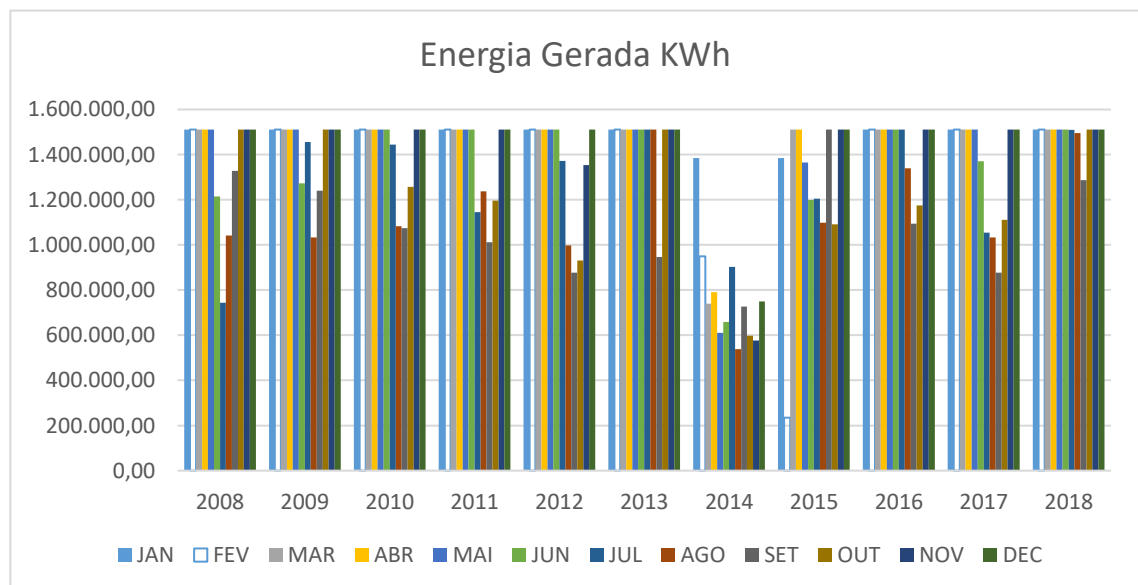


Figura 33 Energia Gerada na CGH REPI (kWh)

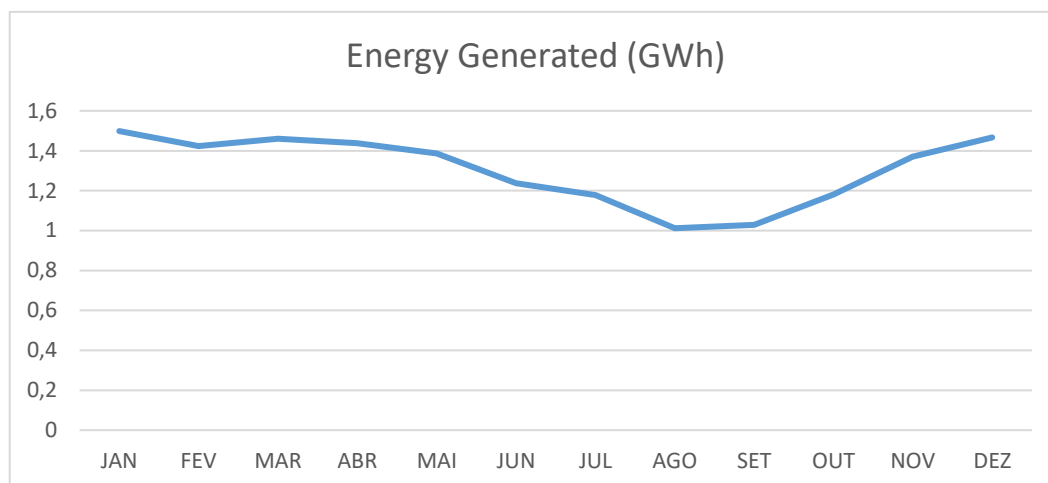


Figura 34 Energia média mensal gerada entre os anos de 2008 e 2018

5.2 Aplicação do Projeto no Reservatório

O reservatório principal possui uma largura mínima que pode variar de 50 a 100 m em função do nível do reservatório, assim escolheu-se blocos de geração de 250 kWp e 125 kWp, que possuem 50 e 25 m de largura, respectivamente. O potencial de geração fotovoltaico dos reservatórios foi estimado tendo como base a potência nominal da central hidrelétrica que é de 3,34 MW. A decisão pela configuração do sistema flutuante em blocos quadrados de 250 kW permite que a instalação seja feita para a capacidade desejada havendo uma distância de segurança de no mínimo de 25 metros para a margem do reservatório. Portanto, a projeção do sistema sobre o lago da usina REPI foi realizada considerando blocos quadrados de 250kW para as capacidades de 250 kW, 500 kW, 1 MW, 2 MW, 3 MW e 3,38 MW e etc.

Strangueto (2016) propõe um caminho de acesso mínimo de 0,5 m para evitar sombreamento e para manutenção. Foi adotada uma geometria básica de 2 m x 1,5 m para cada módulo de 340Wp. A essa dimensão foi adicionado 50 cm entre painéis de diferente fileira como indica a equação 2 de Santafé et al., (2014) para a latitude de 22°, tal como mostrado na Figura 36. Assim cada modulo terá uma dimensão virtual de 2,0m x 2,0m, incluindo o espaçamento de 0,5m para evitar o sombreamento. A distribuição dos sistemas flutuantes foi concebida com blocos de 500 kWp (2 blocos quadrados de 250 KW), representado pelos retângulos vermelhos sobre o reservatório e de 125 kWp representada pelos retângulos azuis. O bloco de 500kWp terá 1.470 painéis de 340 Wp ocupando uma área de 60x100 m (6.000 m²). O Bloco de 125 kWp será equipado com 368 painéis de 340 Wp, representada pelo retângulo azul com 30 x50 m (1.500 m²). Desta forma cada kWp irá ocupar uma área de 12m².

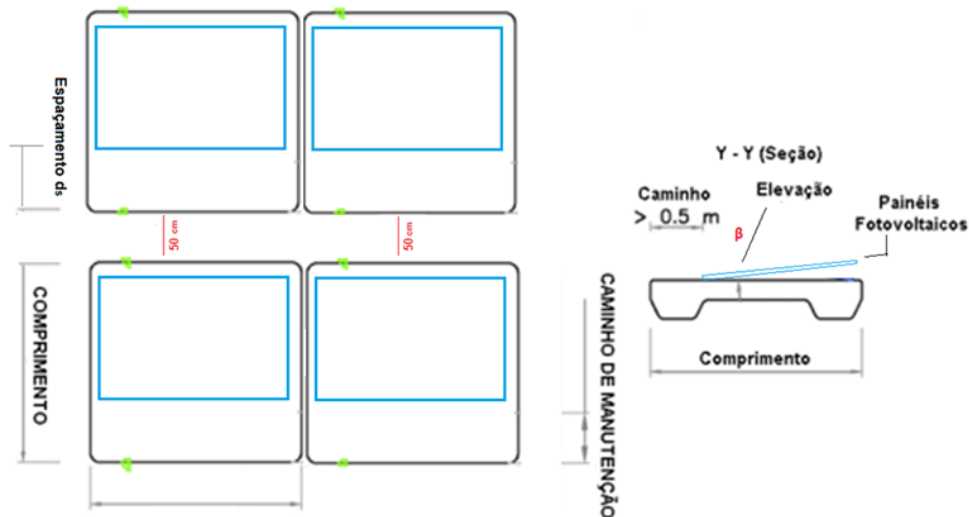


Figura 35 Geometria básica do sistema

Neste trabalho foi adotada a recomendação que preconiza que a capacidade da CFVF associada a uma instalação hidrelétrica deve ser igual a capacidade da UHE. Dessa forma a capacidade a ser instalada deve ser de 3,34 MW. O reservatório principal possui uma área de 37.800 m² (Figura 37).



Figura 36 Representação dos painéis flutuantes no reservatório principal

Para se instalar os 3,34 MW seriam necessários em torno de 40.500 m² evidenciando que esse reservatório não tem capacidade para abrigar essa CFVF. Assim opta-se por fazer a instalação no reservatório auxiliar (176.362 m²) onde se propõe adotar 6 Blocos de 500kWp e 3 e 125kWp totalizando 3.375 kWp. Nesse caso a área ocupada será de 40.500 m² ou 23% da superfície do mesmo. Os blocos foram posicionados de modo que os primeiros módulos sejam instalados próximos à barragem e à medida que se evolui com a instalação, o curso d'água vai sendo ocupado. Entre todos os blocos de geração de 500 kW e de 125 kW deve-se assumir um espaçamento mínimo de 5 m para permitir a navegação de pequenas embarcações para realizar a manutenção e limpeza dos módulos. A disposição dos blocos ilustrada é somente exemplificativa. A instalação de um projeto real deverá contar com estudos mais aprofundados de variação do nível d'água, de modo a garantir que os painéis se mantenham sobre o espelho

d'água mesmo em ocasiões de **estiagem** que levem o reservatório a um estado de volume útil nulo.

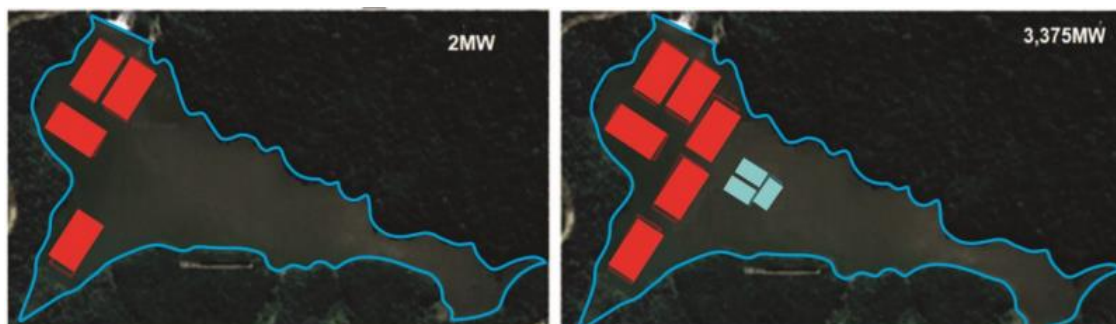


Figura 37 Representação do painéis flutuantes no reservatório auxiliar

5.3 Dados Climatológicos

O estudo de caso foi feito utilizando-se dados da irradiação solar obtidos do banco de dados do projeto SWERA e por meio do software Meteonorm 7.1 (2021) utilizando-se os fatores de correção para o município de Wenceslau Braz MG apresentados na Tabela 11. As informações climatológicas de irradiação, temperatura e velocidade do vento que caracterizam a região de Wenceslau Braz MG estão indicadas abaixo, pelo Meteonorm 7.1 do software PVSyst (2021) (Tabela 25):

Tabela 25 Dados de irradiação, temperatura média e velocidade do vento para Wenceslau Braz (PVSYST, 2017)

Meses	Irradiação Global KWh/m ² dia	Irradiação Difusa KWh/m ² dia	Temperatur a Média °C	Velocidade do Vento m/s
Janeiro	5,32	2,55	21,3	2,90
Fevereiro	5,59	2,48	21,7	2,79
Março	4,91	2,43	21,4	2,80
Abril	4,53	1,89	19,9	2,69
Maio	3,98	1,47	17,1	2,60
Junho	3,98	1,29	16,1	2,50
Julho	4,01	1,21	15,4	2,70
Agosto	4,75	1,47	17,1	2,78
Setembro	4,90	2,24	17,5	3,30
Outubro	5,13	2,68	19,8	3,20
Novembro	5,25	2,58	19,8	3,40
Dezembro	5,35	2,87	20,9	3,19
Anual	4,81	2,10	19,0	2,9

Já os dados fornecidos pelo SWERA se encontram abaixo (Tabela 26):

Tabela 26 Dados de irradiação para Wenceslau Braz (SWERA, 2020)

Tipo de irradiação	valor
Irradiação normal direta (kWh/m ² dia)	4,184
Irradiação horizontal global (kWh/m ² dia)	4,883
Irradiação horizontal difusa (kWh/m ² dia)	1,997
Irradiação inclinada global em ângulo ideal (kWh/m ² dia)	5,236
Inclinação ideal de módulos fotovoltaicos (°)	25 / 0

Assim sendo as irradiações para os ângulos variando de 0° a 30°, considerando a tabela de correção gerada pelo software PVsyst (2021) são (Tabela 27):

Tabela 27 Irradiação em superfícies inclinadas em Wenceslau Braz

Ângulo de inclinação	30°	20°	10°	5°	0°
Irradiação normal direta (kWh/m ² dia)	4,47688	4,47688	4,3932	4,2886	4,184
Irradiação horizontal global (kWh/m ² dia)	5,22481	5,22481	5,12715	5,005075	4,883
Irradiação horizontal difusa (kWh/m ² dia)	2,13679	2,13679	2,09685	2,046925	1,997

5.4 Evaporação

A partir equação 8 demonstrada na metodologia e utilizando os dados do software Meteororm (2021), sendo a temperatura média de Wenceslau Braz 18,5 °C, a altitude 1115 m, a temperatura média do ponto de orvalho 13,9 °C, a latitude -22°, foram calculados o valor de 4,80 mm/dia para evaporação média diária, o que seria 1752 mm por ano. Assim, também foi calculado o volume de água em m³ que deixa de evaporar, para uma potência instalada de 250kW até 3,38 MW, Tabela 28, sendo a área efetiva ocupada pelo módulo de 3 m² e a área total do reservatório auxiliar 176.362 m². A vazão equivalente é muita baixa e não será considerada nesse trabalho.

Tabela 28 Dados sobre evaporação evitada nos reservatórios

Potência Instalada (MW)	0,25	0,50	1,00	2,00	3,00	3,38
Área ocupada pelos módulos (%)	1,70	3,40	6,80	13,61	20,41	22,96
Volume de água que deixa de evaporar por ano (m ³)	3.478,24	6.956,47	13.912,94	27.825,88	41.738,82	46.956,18

5.5 Custos do Sistema de Acordo com a inclinação

Por meio das Tabelas 14 e 15, foi calculado os custos do sistema de acordo com o ângulo de inclinação dos painéis, resultados estão apresentados na Tabela 29:

Tabela 29 Custos do Sistema (R\$/Wp)

Ângulo de Inclinação (°)	0	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Custos do sistema (R\$/Wp)	7,32	7,35	7,38	7,38	7,41	7,41	7,63	7,83	8,13	8,32	8,49

5.6 Determinação do Ângulo de Inclinação dos Painéis Fotovoltaicos

A Figura 39 apresenta a produção anual de energia para sistemas de 3,375 MWp, calculados por meio da equação 22, tendo uma área de 40.500 m², uma eficiência global de 81% e diferentes radiações para diferentes ângulos de inclinação. Pela imagem é possível observar que a inclinação ótima para a maior produção anual de energia é de 25°, geralmente o ângulo de inclinação ideal é normalmente próximo à latitude do local.

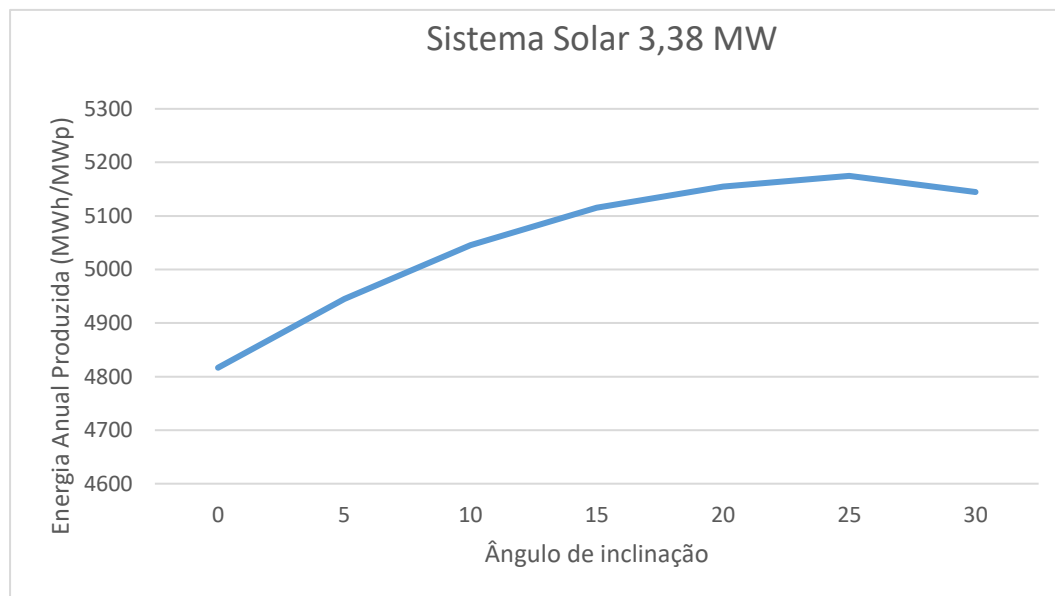


Figura 38 Produção anual de energia

Na figura 40 são apresentados os resultados do cálculo LCOE para verificar qual o melhor ângulo de inclinação de forma a se obter o menor o menor custo de geração. É possível observar (Figura 39) que apesar do ângulo de 25° produzir um maior bloco de energia anualmente, o ângulo de 5° produz uma energia com menor custo de geração devido aos custos do sistema relacionados ao equipamento que apoia a inclinação dos painéis.

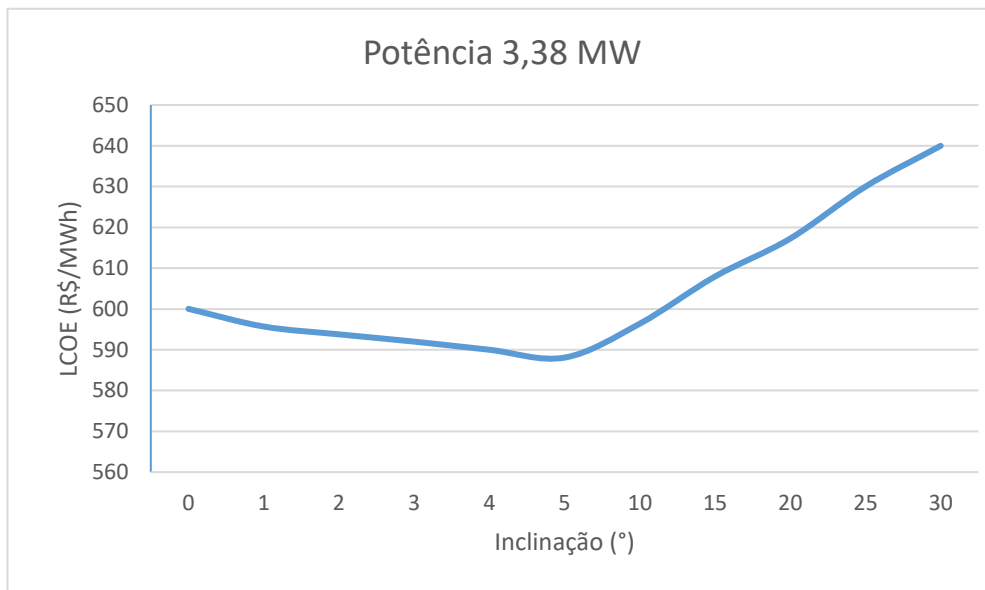


Figura 39 Cálculo do LCOE para diferentes inclinações

Assim pode-se notar que a inclinação dos painéis solares afeta o LCOE chegando a R\$ 640,00 R\$/MWh para uma inclinação de 30°. Assim sendo, foi considerada para este trabalho uma inclinação de 5°, que apresenta um menor valor do LCOE que é de 588,00 R\$/MWh.

5.7 Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico

Os cálculos da geração de energia para uma CFVF foram feitos usando-se o Excel® de acordo com as equações acima apresentadas e para uma irradiância média diária de 6,5 horas (Software Meteonorm 7.3®), como demonstrada na Tabela 30. Calculou-se a energia média diária e a energia elétrica anual para uma planta de 0,25 MW até uma planta de 3,375 MW que é a potência máxima recomendada por Fang et al. (2017) conforme já descrito anteriormente, o que representaria uma área coberta de até 23% do reservatório auxiliar. Pode-se observar que para 1MW de potência instalada, a energia gerada resultou em 1.454,60 MWh/ano.

Tabela 30 Cálculo da energia média diária e da energia elétrica anual para ano 1

Potência Instalada (MW)	0,25	0,5	1,00	2,00	3,00	3,38
Área Ocupada pelos módulos (m ²)	3.000,00	6.000,00	12.000,00	24.000,00	36.000,00	40.500,00
Energia média total diária (MWh)	1,00	1,99	3,99	7,97	11,96	13,45
Energia Elétrica Anual (MWh)	363,65	727,30	1.454,60	2.909,20	4.363,80	4.909,27
Área ocupada pelos módulos (%)	1,7	3,40	6,80	13,61	20,41	22,96

5.8 Período de Retorno da CFVF

Foi calculado o período de retorno para uma planta de 3,375 MW considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano (Figura 41). Sobre a produção anual foi feita uma média entre os 25 anos de funcionamento da CFVF. O preço da eletricidade foi considerado de 0,78 R\$/kWh, Statista (2020), e foram feitas simulações com 100%, 75% e 50% deste valor. O custo adotado (CAPEX) para uma inclinação de 5°, foi de 7,41 R\$/Wp totalizando um CAPEX de R\$ 25.038.499,20, o custo de O&M por ano foi considerado como sendo R\$ 196.875,00

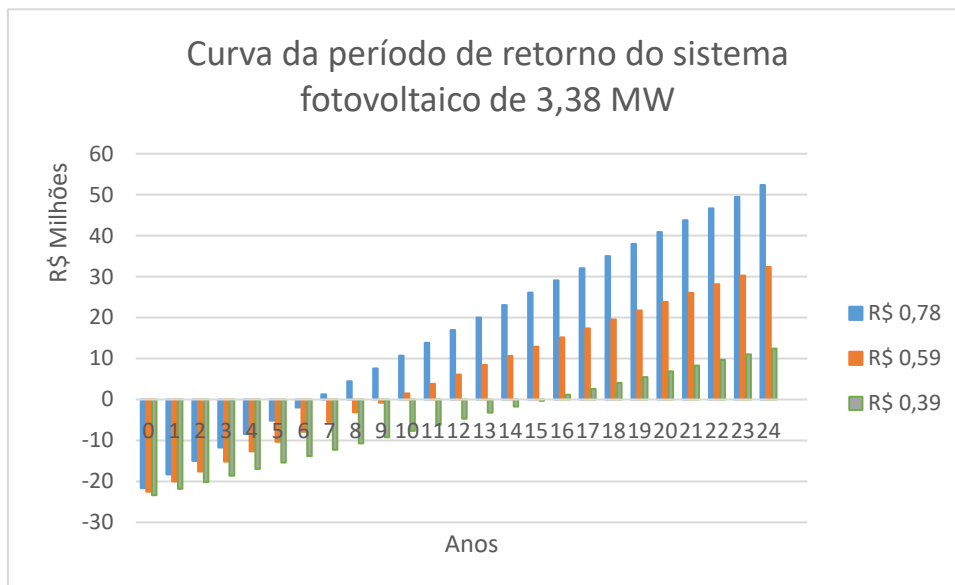


Figura 40 Curva do período de retorno do sistema fotovoltaico

Pode-se notar que o período de retorno é fortemente dependente do preço da eletricidade, variando de 7 anos para o valor de R\$ 0,78/kWh - 0,15 U\$ - taxa média de câmbio de 5,20 R\$ /1U\$ em 2021 - (CEMIG, 2021) - para 16 anos para um valor de R\$ 0,39/kWh (0,075 U\$). Esta análise considerou um cenário conservador para simulação da CFV com FV flutuante, de forma que se espera que a quantidade de energia seja maior do que o considerado no estudo, reduzindo o tempo de retorno deste sistema. Embora alguns fatores econômicos não tenham sido considerados, o retorno para o sistema fotovoltaico flutuante modelado está de acordo com alguns resultados obtidos na literatura. (RODRIGUES, RAMALHO e MEDEIROS, 2020) (SONG e CHOI, 2016).

5.9 Estimativas para Operação Conjunta entre a CFVF e a CGH

Considerou-se que para que a CGH REPI tenha capacidade de compensar a geração solar em seu período crítico, o valor da potência nominal da CFVF deve ser limitado a capacidade da instalação Fang et al. (2017). Como a CGH REPI possui uma potência de pico de 3,34MW, é possível considerar a potência de pico para CFVF, com a modulação apresentada anteriormente, como de 3,375MW ocupando uma área de 40.500 m² do reservatório da CGH equivalente a 23% do espelho d'água do reservatório auxiliar. Conhecendo a inclinação ótima e a potência de pico das CFVF, pode-se estimar a geração da CFVF anual e mensal. A Figura 42 apresenta a energia gerada pelas duas instalações considerando o ano de 2014 que foi o ano de menor geração hidrelétrica observado no histórico da CGH REPI. Pode-se observar que o fator de capacidade que foi de 31,5 % para o ano de 2014, poderia ser elevado para 49% caso os sistemas flutuantes fossem instalados.

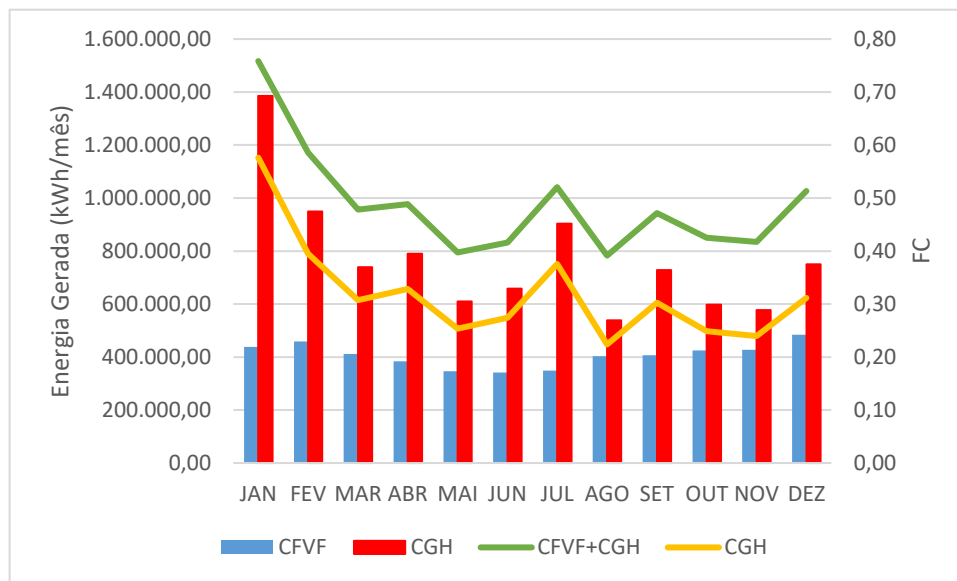


Figura 41 Energia anual gerada pela CGH e pela CFVF e fatores de capacidade (FC) da usina híbrida (Hidro/FV) e da CGH (Hidro)

Como no item 4.3.5, a energia fotovoltaica pode ser convertida em uma vazão equivalente que atinge o reservatório e pode ser adicionada à vazão natural do rio, resultando em uma vazão total de água disponível no período analisado. A Fig. 43 mostra as vazões: a vazão natural do rio (em azul) e as vazões fictícias oriundas da instalação dos módulos de FV equivalente (em amarelo) e total (em preto). Isso vale apenas para um cenário futuro no qual se estima que o preço de venda da energia fotovoltaica será próximo ao da energia hidrelétrica.

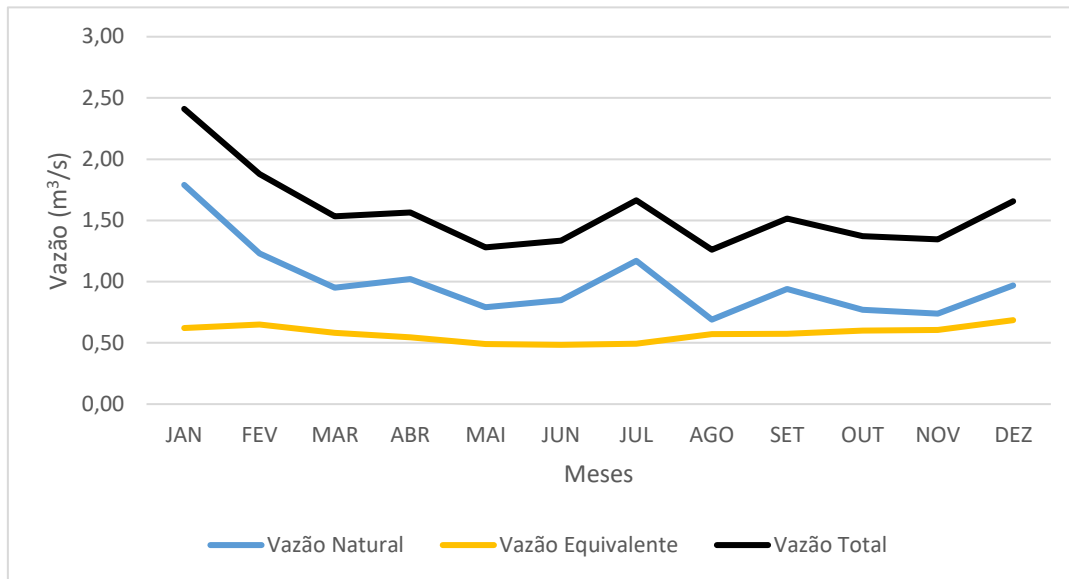


Figura 42 Vazões natural, equivalente e total para a CGH REPI

Em tempos de estiagem algumas usinas hidrelétricas brasileiras têm operado com a vazão reduzida (CLIMAINFO, 2021). Caso essa vazão equivalente não for turbinada, ela complementarará o nível de água dos reservatórios, assim, nesse caso, anualmente a vazão equivalente média de $0,5\text{m}^3/\text{s}$ pode encher o reservatório auxiliar 88 vezes e o reservatório principal 411 vezes durante o ano.

5.10 Redução da Emissão de CO₂

A Tabela 31 apresenta a redução da emissão de carbono por ano com relação a energia fotovoltaica adicionada à rede, e a quantidade de CO₂ que foi emitida para fabricação dos painéis fotovoltaicos e do sistema flutuante de polietileno de alta densidade. Assim podemos calcular o tempo de retorno que o sistema fotovoltaico demora para compensar as emissões no processo de fabricação.

Tabela 31 Emissão evitada de CO₂

Potência Instalada (MW)	0,25	0,50	1,00	2,00	3,00	3,38
Redução de CO ₂ (tCO ₂ ano)	77,28	154,55	309,10	618,20	927,31	1.043,22
Emissão de CO ₂ na Fabricação (tCO ₂)	296,31	592,61	1.185,22	2.370,45	3.555,67	4.000,13
Tempo de Retorno das emissões de CO ₂ (Anos)	3,83 3 anos e 10 meses)					

Pela observação da Tabela 31, observa-se que em todas as situações a compensação da emissão de CO₂ é de 3 anos e 10 meses. Esse resultado está coerente com outros autores na literatura como Santafé et al. (2014).

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou os estudos de instalação de uma central fotovoltaica flutuante (CFVF) de 3,375 MW no reservatório auxiliar do complexo da CGH REPI, situada em Wenceslau Braz MG, como alternativa de geração consorciada. Nos estudos considerou-se que as duas usinas devem ser conectadas ao sistema elétrico por meio da mesma subestação. Essa alternativa pode reduzir a variabilidade e intermitência da fonte de energia fotovoltaica e melhorar a qualidade da energia, que é um dos maiores obstáculos das aplicações em larga escala em sistemas elétricos. Outro limitante é o custo das instalações e, portanto, fez-se uma análise de custos e do tempo de retorno para essa central levando-se em consideração várias variáveis de projeto de um sistema fotovoltaico flutuante. Foi observado que a inclinação dos painéis que apresenta menor custo de energia gerada é de 5° com custo de 588,00 R\$/MWh. O sistema flutuante fotovoltaico pode evitar a evaporação de 46.956,18 m³ de água por ano e gerar uma energia de 4.909,27 MWh/ano. A análise dos resultados mostrou que para uma taxa de interesse de 10% a/a o tempo de retorno pode variar de 7 anos para o valor de R\$ 0,78/kWh para 16 anos para um valor de R\$ 0,39/kWh.

Outra conclusão é que a instalação da CFVF pode elevar o fator de capacidade da CGH, que de 31,5% para 49%, aumentando o bloco de energia despachado pela mesma. Para incorporar os resultados de energia ao sistema elétrico, é apresentado um método para modelar a energia fotovoltaica como uma vazão equivalente que pode ser adicionada à vazão natural do rio para obter a vazão total que chega à planta híbrida. Esta abordagem representa uma possibilidade valiosa para aumento da capacidade de armazenagem no reservatório e, conseqüentemente, reduzir a dependência da complementação térmica para suprir energia a demanda do sistema. As emissões de CO₂ emitidas na fabricação da CFVF podem ser

compensadas em 3 anos e 10 meses. Os autores sugerem que mais estudos sejam desenvolvidos de forma a se verificar a viabilidade econômica e ambiental dessa alternativa.

REFERÊNCIAS

6.7.0, PVsyst, Fevereiro 2021.

7.1, Meteonorm, Fevereiro 2021.

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. [S.l.]. 2012.

AGHAHOSSEINI, A; BOGDANOV, D; GHORBANI, N; BREYER, Ch. Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV, wind energy and storage. **International Journal of Environmental Science and Technology**, 2017.

ALVIN FILHO, A, A. C.; SILVA, S R.; MARTINEZ, C B. Avaliação econômica da influência da radiação solar incidente e da temperatura no funcionamento de sistemas fotovoltaicos. **GPT/012**, São Paulo, Brasil, 2001.

AN, Y; FANG, W; MING, B; HUANG, Q. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. **Journal Renewable Sustainable Energy**, v. 7, 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa 482/2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, DF. 2012.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.]. 2017.

ARCADIS. **POTENTIAL IMPACTS OF SOLAR, GEOTHERMAL AND OCEAN ENERGY ON HABITATS AND SPECIES PROTECTED UNDER THE BIRDS AND HABITATS DIRECTIVES**. [S.l.]. 2020.

ASTARIZ, S; IGLESIAS, G. The economics of wave energy: a review. **Renew Sustain Energy Rev May**, v. 45, p. 397–408, 2015.

AZAMI, S; VAHDATY, M; TORABI, F. Theoretical analysis of reservoir-based floating photovoltaic plant for 15-khordad dam in Delijan, p. 211–8, 2017.

AZMI, M S.; OTHMAN, M Y. H.; RUSLAN; H, M H.; SOPIAN, K; MAJID, Z A. A. Study on electrical power output of floating photovoltaic and conventional photovoltaic. **AIP Conf Proc**, v. 1571 , p. 95–101, 2013.

BARBUSCIA, M. **Economic viability assessment of floating photovoltaic energy**. Universidade de Lisboa. Portugal. 2017.

BECKER, Marcia. Lei institui marco legal da micro e minigeração de energia. **Agência Senado**, Fevereiro 2022. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/843782-LEI-INSTITUI-MARCO-LEGAL-DA-MICRO-E-MINIGERACAO-DE-ENERGIA>>. Acesso em: 03 Fevereiro 2022.

BRASIL. Código Florestal (2012). Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012, 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Lei/L12651.htm>. Acesso em: 07 Agosto 2020.

BUI, Phuong A. **ASSESSING THE TECHNICAL, ECONOMIC, AND ENVIRONMENTAL FEASIBILITY OF FLOATING SOLAR POWER GENERATION ON WATER RESERVOIRS IN VIETNAM**. The Faculty of Humboldt State University. [S.l.]. 2019.

C&T. **Ciel et terre**, 2021. Disponível em: <<https://www.ciel-et-terre.net/hydrelio-floating-solar-technology/hydrelio-benefits/>>. Acesso em: 15 fevereiro 2021.

CALLEGARE, Andyara O.; LOPES, Carla R.; SOUZA, Luana J. D.; BRIZOLLA, Mayara C.; HONORATA, Vanessa. **Estudo sobre o albedo em diferentes tipos de superfície**. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. [S.l.]. 2010.

CAZZANIGA, R. Floating PV Structures. **Academic Press**, p. 33-45, 2020.

CAZZANIGA, R; ROSA-CLOT, M; ROSA-CLOT, P G.; TINA, G M. Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems. **38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, Austin, USA, 2012.

CEICDATA. Brazil BR: Discount Rate: End of Period, 2021. Disponível em: <<https://www.ceicdata.com/en/brazil/money-market-and-policy-rates-annual/br-discount-rate-end-of-period>>. Acesso em: 18 Maio 2021.

CEMIG. Cemig, 2021. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>>. Acesso em: 18 Maio 2021.

CEZAR, Pedro H. D. P. **ESTUDO DE CASO DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE NO RESERVATÓRIO DE PASSO REAL**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2019.

CHOI, Y-K; LEE, N-H; KIM, K-J. Empirical research on the efficiency of floating PV systems compared with overland PV systems. **Ces-Cube**, v. 25, p. 284–9, 2013.

CLIMAINFO. <https://climainfo.org.br>. **ClimaInfo**, 2021. Disponível em: <<https://climainfo.org.br/2021/03/14/estiagem-diminui-niveis-de-reservatorios-e-pressiona-geracao-eletrica/>>. Acesso em: 10 julho 2021.

CNI. **A EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO RUMO À SUSTENTABILIDADE**. Confederação Nacional da Indústria. Brasília. 2017.

COSTA, S G. Impactos ambientais de sistemas fotovoltaicos flutuantes, Lisboa, 2017.

COX, M. Floating solar update: Bigger projects and climbing capacity. **Wood Mackenzie Power & Renewables**, 2019.

DESCHAMPS, Eduardo. OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE CARREGAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA PÚBLICA. **Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina**, Florianópolis, 2018.

DESHKAR, S N.; DHALE, S B.; MUKHERJEE, J S.; BABU, T S.; RAJASEKAR, N. Solar PV array reconfiguration under partial shading conditions for maximum power extraction using genetic algorithm. **Renew Sustain Energy Rev**, v. 43, p. 102–10, 2015.

DUTRA, Ricardo M.; SZKLO, Alexandre S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy**, p. 65–76, 2008.

EDALATI, S; AMERI, M; IRANMANESH, M; TARMAHI, H; GHOLAMPOUR, M. Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study. **Energy**, v. 114, p. 923–34, 2016.

EKICI, Sami; KOPRU, Mehmet A. Investigation of PV System Cable Losses. **INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH**, v. 7, n. 2, 2017.

EPE. **Plano Nacional de Energia**. [S.l.]. 2007.

FANG, W; HUANG, Q; , Huang, S.; YANG, J; MENG, E; LI, Y. Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study

of the world's largest hydro-photovoltaic plant. **Energy Conversion and Management, Elsevier Ltd**, v. 136, p. 161–172, 2017.

FARFAN, J; BREYER, C. Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: a virtual battery of great global potential. **Energy Procedia**, 12th International Renewable Energy Storage Conference, p. 403-411, 2018.

FARFAN, J; BREYER, Ch. “Structural changes of global power generation capacity towards sustainability and the risk of stranded investments supported by a sustainability indicator. **Journal of Cleaner Production**, p. 141, 370-384, 2017.

FATHIMA, A H.; PALANISAMY, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems—a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45 , p. 431–446, 2015.

FATOR. Fator médio - Inventários corporativos, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/clima/paginas/fator-medio-inventarios-corporativos>>. Acesso em: 02 Fevereiro 2021.

FERREIRA, Ritiele C. D. A.; PAIVA, Edinei C.; DOURADO, Lara F. N. ELETRICIDADE: DA GERAÇÃO À DISTRIBUIÇÃO; ASPECTOS HISTÓRICOS E PROPOSTA DIDÁTICA PARA O ENSINO, v. 04, p. 51-102, 2019.

FRANÇOIS, B; BORGA, M; CREUTIN, J D.; HINGRAY, B; RAYNAUD, D; SAUTERLEUTE, J F. Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. **Renewable Energy**, v. 86, p. 543-553, 2016.

GALDINO, Marco A. E.; OLIVIERI, Marta M. D. A. Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil. **Journal of Electrical Engineering** , v. 5, p. 10-19, 2018.

GIELEN, D. Renewable energy technologies: cost analysis series—wind power. **International Renewable Energy Agency**, 2012. ISSN IRENA Working Paper.

GLASNOVIC, Z; MARGETA, K; OMERBEGOVIC, V. Artificial Water Inflow Created 726 by Solar Energy for Continuous Green Energy Production. **Water Resour. 727 Manag.**, v. 27, p. 2303–2323, 2013.

GOMES, João P. P.; VIEIRA, Marcelo M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro , 2008.

GONG, Andrew. Understanding PV System Losses, Part 1: Nameplate, Mismatch, and LID Losses, 2018. Disponível em: <<https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/>>. Acesso em: 02 Março 2021.

GROUP WORLD BANK; SERIS; ESMAP. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report**. [S.l.]. 2019.

GROUP, W B.; ESMAP; SERIS.. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report: Executive Summary**. World Bank. Washington. 2018.

GÜRTÜRK, M. Economic feasibility of solar power plants based on PV module with levelized cost analysis. **Energy**, 2019.

HAAS, J; KHALIGHI, J; DE LA FUENTE, A; GERBERSDORF, S U. Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility. **Energy Conversion and Management**, v. 206, n. 112414, 2020.

HANJALIĆ, K; VAN DE KROL, R; LEKIĆ, A. Sustainable Energy Technologies: Options and Prospects. **Springer**, Dordrecht, 2007.

HANS, H E.; FITZKY, G. **Large-area photovoltaic cell**. [S.l.]. 1983.

HASSAINE, L; OLIAS, E; QUINTERO, j; SALAS, V. Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems, v. 30, p. 796-807, 2014.

IFC. **Hydroelectric Power, A Guide for Developers and Investors**. International Finance Coporation. Stuttgart, Germany. 2010.

IFC, International F. C. **Utility-scale solar photovoltaic power plants – a project developers guide**. World Bank Group. Washington, DC, USA. 2015.

ILAS, A; RALON, P; RODRIGUEZ, A; TAYLOR, M. **Renewable power generation costs in 2017**. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi. 2018. (ISBN 978-92-9260-040-2).

ILAS, A; RALON, P; RODRIGUEZ, A; TAYLOR, M. **Renewable power generation costs in 2017. International Renewable Energy Agency (IRENA)**. Abu Dhabi. 2018.

IMBEL. **Projeto básico pequena central hidrelétrica REPI**. INDÚSTRIA DE MATERIAL BÉLICO DO BRASIL. WenceslauBraz. 2009.

IRENA, International R. E. A. **Renewable energy technologies: cost analysis series**. [S.l.]. 2014.

JÄGER-WALDAU, A. **PV status report 2018**. Publications Office of the European Union. Luxembourg. 2018. (EUR 29463 EN).

JANNUZZI, ANTONIO C. **REGULAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA SOB O FOCO DO CONSUMIDOR**. UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA. Brasília. 2007.

JONG, Pieter D.; TORRES, Ednildo A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015.

JORDAN, D C.; KURTZ, S R. Photovoltaic Degradation Rates -- An Analytical, 09 Fevereiro 2012. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>>.

KALDELLIS, J K.; KONDILI, E. Techno-Economic Evaluation of Hydro Power Plants Using (NPV-IRR) Method: A Complete Sensitivity Analysis. **TEI Piraeus**, Athens, 2011.

KALOGIROU, S A. A.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Energy Convers. Manag. **Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production**, v. 47, p. 3368–82, 2006.

KEMERICH, Pedro D. D. C.; FLORES, Carlos E. B.; FERNANDO, Willian; SILVEIRA, Rafael B. D.; FRANÇA, Jacson R.; LEVANDOSKI, Natalie. Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental** , 2016.

KEREKES, T; SÉRA, D; MÁTHÉ, L. Three-phase photovoltaic systems: structures, topologies, and control. **Electric Power Components and Systems**, v. 43(12), p. 1364–1375, 2015.

KIM, S-H; YOON, S-J; CHOI, W. Design and Construction of 1 MW Class Floating PV Generation Structural System Using FRP Members. **Energies** , v. 10, p. 1142, 2017.

KJAER, S B.; PEDERSEN, J K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. **IEEE Trans Ind Appl**, v. 41, 2005.

KJAER, SB; BLAABJERG, F. A novel single-stage inverter for the AC-module with reduced low-frequency ripple penetration. **Proceedings of the EPE'03 conference**, 2003.

KO, S W.; JU, Y C.; HWANG, H M.; SO, J H.; JUNG, Y-S; SONG, H-J. Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode. **Energy** , v. 128 , p. 232–43, 2017.

KOUGIAS, I; SZAB, S; MONFORTI-FERRARIO, F; HULD, T; BÓDIS, K. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems 87 2016. **Renewable Energy**, v. 87 , p. 1023-1030, 2016.

KRISHNAVENI, P A.; VIGNESHKUMAR, D. International Journal of Current Research and Modern Education. **A survey on floating solar power system**, 2016.

KUDO, M; TAKEUCHI, A; NOZAKI, Y; ENDO, H; SUMITA, J. Forecasting electric power generation in a photovoltaic power system for an energy network. **Electr Eng Jpn**, 2009.

KUMAR, B P.; WINSTON, D P.; CHRISTABEL, S C.; VENKATANARAYANAN, S. Implementation of a Switched PV Technique for Rooftop 2 kW Solar PV to Enhance Power during Unavoidable Partial Shading Conditions, v. 17, n. 6, p. 1600-1610, 2017.

LAKO, P; DE NOORD, M; EDER, H; REISINGER, H. Hydropower development with a focus on Asia and Western Europe: Overview in the framework of VLEEM 2. **ECN and Verbundplan**, 2003.

LAZARD. **Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis**. Version 10.0. [S.l.]. 2016.

LEE, Y-G; JOO, H-J; YOON, S-J. Design and installation of floating type photovoltaic energy generation system using FRP members. **Solar Energy**, v. 108, p. 13–27, 2015.

LEITE, Carlos A. F. **Instalações Elétricas**. [S.l.]. 2012.

LEITE, Carlos R. **PERDA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS POR EFEITO DA EVOLUÇÃO TEMPORAL DA RUGOSIDADE DO CIRCUITO HIDRÁULICO DA INSTALAÇÃO**. Dissertação apresentada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNIFEI. Itajubá. 2020.

LEYBOURNE, M. Floatovoltaics – thinking beyond the cost of floating solar PV. **LinkedIn**, 2020. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/floatovoltaics-thinking-beyond-cost-floating-solar-pv-mark-leybourne/>>. Acesso em: 23 Julho 2020.

LINACRE, E T. A simple formula for estimating evaporation rates in various climates, using temperature data alone. **Agricultural Meteorology**, v. 18, n. 6, p. 409-424, 1977.

LIU, H; KRISHNA, V; LUN LEUNG, J; REINDL, T; ZHAO, L. Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics. **Prog Photovolt** , 2018.

MAHACHI, Tafara. Energy yield analysis and evaluation of solar irradiance models for a utility scale solar PV plant in South Africa. **Master of Engineering (Electrical and Electronics) in the Faculty of Engineering at Stellenbosch University**, 2016.

MAHELA, O P.; SHAIK, A G. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68 , p. 316–332, 2017.

METEONORM. **Meteonorm 7 v7.3.3**. Meteotest AG. [S.l.]. 2021.

MIRANDA, M. M. . “. Fator de emissão de gases do efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil, implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida, Dissertação, São Carlos, USP, 2012.

MME. **RELATÓRIO DE GESTÃO**. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. [S.l.]. 2018.

MME. **Premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050**. Ministério de Minas e Energia. [S.l.]. 2018b.

MME. **Análise Energética e Dados Agregados**. BRAZILIAN ENERGY BALANCE. [S.l.]. 2021.

MYRANS, K. Comparative energy and green carbon assessment of three green technologies for a Toronto roof. **University of Toronto**, 2009.

NREL. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.]. 2005.

OGBOMOA, Osarumen O.; AMALU; EMEKA H, Ekere, N. N.; OLAGBEGI; P O. A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016.

OLIVEIRA, Marco A. G. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, p. 47-69, 2008.

OLIVEIRA-PINTO, S; STOKKERMANS, J. Assessment of the potential of different floating solar technologies: Overview and analysis of different case studies. **Energy Conversion and Management**, v. 211, 2020. ISSN 112747.

PARITOSH, S; BHARAT, M; DEBOJYOT, S. Design parameters of 10 KW floating solar power plant. **IARJSET**, 2015.

PATIL, N S. Hydro-Electric Power Plant. **Sanjay Ghodawat Polytechnic**, 2008.

PAULESCU, M; PAULESCU, E; GRAVILA, P; BADESCU, V. **Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation**.

PERLIN, J. Let it Shine: The 6,000-year Story of Solar Energy. **New World Library**, San Francisco, 2013.

PINHO, J T.; GALDINO, M A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB. Rio de Janeiro. 2014.

PLASTICS EUROPE. Environmental product declarations of the European plastics manufacturers (HDPE), 2008.

PREVE, Felipe R. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ACESSO DE CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS À REDE DE MÉDIA TENSÃO SIMULAÇÃO**. UFSC. [S.l.]. 2018.

PVSYST. **PVsyst v6.63 - Trial, versão 6.63**. Universidade de Geneva. [S.l.]. 2017.

QUEIROZ, Guilherme B. R. D. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS**. [S.l.]. 2010.

RAMASAMY, S; SEENITHANGAM, J; DASH, S S.; CHAITANYA, K. A dodging algorithm to reconfigure photovoltaic array to negate partial shading effect. **Prog Photovoltaics Res Appl**, v. 24, p. 200–10, 2016.

REC. Riding the wave of solar energy: Why floating solar installations are a positive step for energy generation. **Rev D.**, p. 18-27, 2018.

REN21. **Global Status Report**. [S.l.]. 2020.

REN21. **RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT**. Paris. 2021. (978-3-948393-03-8).

RODRIGUES, I S.; RAMALHO, G L. B.; MEDEIROS, P H. A. Potential of floating photovoltaic plant in a tropical reservoir in Brazil. **Journal of Environmental Planning and Management**, 2020.

ROSA, D J. M. **Caracterização da radiação solar: O caso da cidade universitária/USP e da Ilha do Cardoso/Cananéia**. PIPGE/USP. São Paulo. 2003.

ROSA-CLOT, M; TINA, G M. The Floating PV Plant. [S.l.]: Academic Press, 2017. Cap. 5.

ROSA-CLOT, M; TINA, M G. Design and Case Studies. In: _____ **Floating Plants and Environmental Aspects, Submerged and Floating Photovoltaic Systems Modelling**. [S.l.]: [s.n.], 2018. Cap. 8, p. 185-212.

SACRAMENTO, E M.; CARVALHO, P C. M.; ARAÚJO, J C.; RIFFEL, D B.; C, Corrêa R. M.; NETO, J S. P. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renew. Power Gener**, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015.

SAEED, Edalati; MEHRAN, Ameri; MASOUD, Iranmanesh; HAKIMEH, Tarmahi; MAYSAM, Gholampour. Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study. **Energy**, 2016.

SAHU, A; YADAV, N; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: a review. **Renew Sustain Energy Rev**, v. 66, p. 815–24, 2016.

SANTAFÉ, M R. **Diseño de un sistema de cubierta flotante fotovoltaica para balsas de Riego**. Universidade Politècnica de Valencia. Valencia. 2011.

SANTAFÉ, M R.; SOLER, J B. T.; ROMERO, S F. J.; FERRER-GISBERT, P S.; FERRÁN-GOZÁLVEZ, J J.; FERRER GISBERT, C M. Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs. **Energy**, v. 67, p. 246–55, 2014.

SANTOS, F R.; MARIANO, J D.; JUNIOR, J A.; JUNIOR, J U. Analysis of solar photovoltaic energy potential in Brazilian hydroelectric reservoirs through floating panels. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 62, 2019. ISSN e19190012.

SATPATHY, P R.; SHARMA, R; JENA, S. A shade dispersion interconnection scheme for partially shaded modules in a solar PV array network. **Energy** , v. 139 , p. 350–65, 2017.

SERIS, Solar E. R. I. O. S. **Where sun meets water: floating solar market report**. World Bank, and International Finance Corporation (IFC). Washington DC, USA. 2018.

SHABANI, M; MAHMOUDIMEHR, J. Techno-economic role of pv tracking technology in a hybrid pv-hydroelectric standalone power system. **Applied energy**, v. 212 , p. 84–108, 2018.

SIGA. Sistema de Informações de Geração da ANEEL. **ANEEL**, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 30 set. 2021.

SILVÉRIO, N M.; BARROS, R M.; TIAGO FILHO, G L.; SANTAFÉ, M R.; DOS SANTOS, I F. S.; VALÉRIO, V E. M. Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 339–349, 2018.

SINGH, Vineet K.; CHAUHAN, Neha S.; KUSHWAHA, Deepti. AN OVERVIEW OF HYDRO-ELECTRIC POWER PLANT. **Journal of Mechanical Engineering**, p. 59-62, 2015.

SOLARIS. **Solaris Synergy**, 2021. Disponível em: <<http://www.solaris-synergy.com/Advantages.html>>. Acesso em: 15 Março 2021.

SONG, J; CHOI, Y. “Analysis of the potential for use of floating photovoltaic systems on mine pit lakes: case study at the ssangyong open-pit limestone mine in Korea. **Energies**, v. 9, p. 102, 2016.

SONNENENERGIE, Deutsche G. F. , **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. Earthscan. London, p. 111–112. 2008.

SORENSEN, B; BREEZE, P; STORVICK, T; YANG, S; DA ROSA, A; GUPTA, H. Renewable Energy Focus Handbook. **Academic Press**, Amsterdam , 2009.

STRANGUETO, Karina M. **Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas**. Universidade estadual de Campinas. Campinas. 2016.

STUMPF, R P.; TOMLINSON, M C. Remote sensing of harmful algal blooms, in: R.L. Miller C.E. Del Castillo, B.A. Mckee (Eds.), Remote Sensing of Coastal Aquatic Environments. Remote Sensing and Digital Image Processing. **Springer**, Dordrecht, v. 7, 2007.

SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment, 2020. Disponível em: <<http://en.openei.org/wiki/SWERA/Data>>.

TAO, J. Y.; FINENKO, A. Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS. **Energy Policy**, v. 98, p. 749–58, 2016.

TEODORESCU, R; BLAABJERG, F. Overview of renewable energy system. **ECPE seminar renewable energy**, Kassel, Germany, 2006.

UEDA, Y; SAKURAI, T; TATEBE, S; ITOH, A; KUROKAWA, K. Performance analysis of pv systems on the water. **23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, Valencia, Spain, p. 1-5, 2008.

VIDINICH, R; ARAUJO, A; VALENTE, J; SIQUEIRA, C. **Considerações sobre perdas na distribuição de energia elétrica no Brasil**. Brasil Engenharia. [S.l.]. 2007.

VILLA, L F. L.; PICAULT, D; RAISON, B; BACHA, S; LABONNE, A. Maximizing the power output of partially shaded photovoltaic plants through optimization of the interconnections among its modules. **IEEE J Photovoltaics**, v. 2, p. 154–63, 2012.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2a. ed.

WANG, X; BARNETT, A. The evolving value of photovoltaic module efficiency. **Appl Sci**, p. 1227, 2019.

WÄSTHAGE, L. **Optimization of floating pv systems: Case study for a shrimp farm in Thailand**. School of Business, Society and Engineering. [S.l.]. 2017.

WEC. Energy Resources, 2018. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/data/resources/>>. Acesso em: 23 Setembro 2020.

WOOD MACKENZIE. **The Economics of Floating Solar**. [S.l.]. 2019.

YAMADA, Takao; NAKAMURA, Hiroyuki; SUGIURA, Tadatoshi; SAKUTA, Koichi; KUROKAWA, Kousuke. Reflection loss analysis by optical modeling of PV module. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 67, p. 405-413, 2001.

YASEEN, Zaher M. State-of-the Art-Powerhouse, Dam Structure, and Turbine Operation and Vibrations. **Sustainability**, p. 1676, 2020.

ZOOPA, A F.; BANSAL, R. **Handbook of Renewable Energy Technology**. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd. Singapore. 2011.