

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CURITIBA
ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIELA ROSALEE WEIGERT

**PRODUÇÃO HÍBRIDA DE ENERGIA: ESTUDO DO AUMENTO DO
FATOR DE CAPACIDADE DE USINA HIDRELÉTRICA ATRAVÉS DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2018

GABRIELA ROSALEE WEIGERT

**PRODUÇÃO HÍBRIDA DE ENERGIA: ESTUDO DO AUMENTO DO
FATOR DE CAPACIDADE DE USINA HIDRELÉTRICA ATRAVÉS DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo

CURITIBA
2018

GABRIELA ROSALEE WEIGERT

Produção híbrida de energia: estudo do aumento do fator de capacidade de usina hidrelétrica através de Sistemas Fotovoltaicos

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheira Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 11 de junho de 2018.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Gerson Máximo Tiepolo, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Gerson Máximo Tiepolo, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jair Urbanetz Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jorge Assade Leludak, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ao Deus que reveste todos os pedaços da caminhada com amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Deus criador pela vida farta, pelo sustento acertado, e pela alegria de concluir mais uma etapa na companhia dAquele que fornece as ideias e os recursos para executá-las. Agradeço também por ter criado a natureza e pela matemática - uma realça a formosura da outra, e as duas gritam a plenos pulmões que existe um Deus revestido de poder, criatividade e beleza.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo, pelos tantos préstimos, desde a sugestão do tema, até a tutoria firme e ao mesmo tempo emancipadora.

Aos meus pais, Cláudia e Jônatas, pela certeza do amor, pelo carinho e compreensão, pelo sustento em tantas esferas, pelo incentivo à leitura e ao estudo, pelos sacrifícios feitos, pelos lanches comprados, caronas dadas e por terem se envolvido durante esses vários anos de formação. Obrigada por serem meu exemplo de excelência e por mostrarem tão bem O Caminho.

Às minhas irmãs e melhores amigas, Nathalia e Isabel, por serem quem são e por fazerem a vida mais leve e alegre. Vocês são incríveis.

Aos meus outros pais, Vera e Antônio Nasser, por terem sido um porto seguro durante o ano mais difícil dessa caminhada.

À noiva de Cristo, a Igreja, por também revelar esse Deus, e por trazer novas perspectivas e novos fôlegos.

Finalmente, agradeço à UTFPR e ao Departamento de Eletrotécnica, pelo acolhimento e pelos recursos investidos em mim.

RESUMO

WEIGERT, Gabriela R.. Produção híbrida de energia: estudo do aumento do fator de capacidade de usina hidrelétrica através de Sistemas Fotovoltaicos. 2018. 66 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

Este trabalho apresenta o dimensionamento e análise de um módulo de geração híbrida na usina Foz do Areia e seu impacto no fator de capacidade da usina referente ao ano de 2017. Aliando o conceito de usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas fotovoltaicos conectados à rede, propõe-se um sistema de bombeamento alimentado por painéis fotovoltaicos, que podem também injetar energia diretamente na rede. Uma revisão teórica sobre a situação atual da matriz elétrica brasileira e um horizonte de expansão dessa área traz uma visão sobre o futuro das fontes renováveis. É feita uma análise teórica dos SFVCR num contexto de estabilidade da rede e demanda requerida, abordando também a reversibilidade de usinas de um ponto de vista do armazenamento de energia, como resposta a esses problemas de estabilidade e demanda. A partir de trabalhos correlatos de usinas reversíveis e SFVCR, é feito o dimensionamento e a análise de desempenho do sistemas sob dois cenários históricos diferentes, trazendo discussões a respeito do sistema dimensionado e do impacto energético desse tipo de instalação na usina Foz do Areia. Mesmo realizando simulações para diferentes volumes de água bombeada e para um sistema fotovoltaico puramente conectado à rede encontrou-se em todos os casos resultados pouco significativos quanto ao aumento do fator de capacidade, embora a contribuição da usina fotovoltaica, em termos de quantidade de energia, ainda seja relevante.

Palavras-chave: Produção híbrida de energia. Usina hidrelétrica reversível. Sistema fotovoltaico. Fator de capacidade.

ABSTRACT

WEIGERT, Gabriela R.. Hybrid energy production: assessment of hydro power capacity factor increase through photovoltaic systems. 2018. 66 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

This paper presents the sizing and analysis of a hybrid power generation system in Foz do Areia power plant and its impacts on the 2017 hydro's capacity factor. Allying the concept of reversible hydro and grid-tied photovoltaic systems, this study proposes a pumping system fed by photovoltaic modules also capable of injecting power directly into the grid. A theoretical background on brazilian's electrical sources and its expansion horizons brings an overview of the future of renewable energy sources. Looking to the grid-tied PV systems through a stability and power demand point of view, emerges the option of energy storage in reversible hydro as in response to these problems. The dimension and the analysis of the system performance under two scenarios, is based on photovoltaic-hydro literature and brings discussions and considerations concerning the dimensioned system and its energetic impact on Foz do Areia power plant. Even though the simulations attended different conditions of volume pumped and the case of a purely on grid PV system, the results found were not promising from the point of view of capacity factor augmentation, although, in terms of generating photovoltaic energy, the contribution to the system is relevant.

Keywords: Hybrid energy production. Reversible hydro. Photovoltaic System. Capacity Factor.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	– Capacidade dos reservatórios e eletricidade gerada por usinas termelétricas.	17
FIGURA 2	– Variações de frequência (Hz) para diferentes níveis de penetração.	20
FIGURA 3	– Variações de frequência (Hz) devido a passagem de nuvens e queda de gerador.	21
FIGURA 4	– Uso de baterias para entrega constante de potência ativa ao sistema.	22
FIGURA 5	– Variação de frequência com (vermelho) e sem (azul) banco de baterias. ..	23
FIGURA 6	– Comparação da capacidade (MWh) e da potência (MW) de diferentes locais de armazenamento de energia.	24
FIGURA 7	– Esquema de geração híbrida com Usina reversível e SFVCR.	28
FIGURA 8	– Diagrama de Moody.	32
FIGURA 9	– Geração de energia e nível do reservatório a montante no ano de 2017 - Usina Foz do Areia.	34
FIGURA 10	– Vazões afluentes mensais por ano - 2013 a 2017.	35
FIGURA 11	– Relação do fluxo de vazões no reservatório e o volume útil percentual. ..	35
FIGURA 12	– Irradiação diária média mensal no plano inclinado na latitude da usina e vazão afluente mensal no reservatório de Foz do Areia.	36
FIGURA 13	– Fluxograma dos cálculos de dimensionamento do sistema.	40
FIGURA 14	– Fluxograma dos cálculos de análise do sistema.	43
FIGURA 15	– Superfície equivalente necessária para a instalação dos painéis FV.	44
FIGURA 16	– Relação entre o aumento de FC mensal e a irradiação solar.	46

LISTA DE SIGLAS

AHB	Armazenamento Hidrelétrico Bombeado
CA	Corrente Contínua
CC	Corrente Alternada
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
MME	Ministério de Minas e Energia
N3E	Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SFVCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
TG	Turbina Gerador

LISTA DE SÍMBOLOS

E_H	Energia hidráulica
E_S	Irradiação Solar
G_{STC}	Irradiação Solar nas condições padrões de teste (STC)
E_{SFV}	Energia requerida do SFV
EV	Volume de água evaporada
g	Aceleração da gravidade
H	Altura
H_{TE}	Altura da queda líquida
H_U	Nível do reservatório superior
H_L	Nível do reservatório inferior
H_F	Perdas hidráulicas
INF	Volume de água infiltrada
P_{el}	Potência elétrica do gerador fotovoltaico
P_H	Potência hidráulica
P_{FV}	Potência fotovoltaica instalada
Q	Vazão do reservatório
Q_{NAT}	Volume de água advindo do fluxo natural do rio
Q_{TG}	Volume de água turbinada
Q_{FV}	Volume de água bombeado pelo sistema fotovoltaico
R	Precipitação total
V	Volume de água no reservatório superior
W	Volume de água no reservatório inferior
η_{MP}	Rendimento do sistema de bombeamento
ρ	Massa específica da água
μ	Viscosidade da água
f	Fator de atrito
u	Velocidade de escoamento
L	Comprimento do conduto
D	Diâmetro do conduto
e	Rugosidade da superfície interna do conduto
Re	Número de <i>Reynolds</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	TEMA	10
1.1.1	Delimitação do Tema	11
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	11
1.3	OBJETIVOS	12
1.3.1	Objetivo Geral	12
1.3.2	Objetivos Específicos	12
1.4	JUSTIFICATIVA	13
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	14
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E BRASILEIRA	16
2.2	FONTES RENOVÁVEIS NO CONTEXTO BRASILEIRO	17
2.3	ESTABILIDADE E A GERAÇÃO HÍBRIDA	19
2.3.1	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	19
2.3.2	Armazenamento de energia como regulador	22
2.3.3	Usinas reversíveis	25
2.3.3.1	Arranjos	26
2.3.3.2	Fator de Capacidade	28
2.3.3.3	Dimensionamento do sistema	29
2.4	USINA HIDRELÉTRICA FOZ DO AREIA	33
2.4.1	Perfil de geração	34
2.4.2	Hidrologia e Irradiação Solar	34
3	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO	37
3.1	CÁLCULOS DE DIMENSIONAMENTO	37
3.1.1	Condições e delimitações para o cálculo	37
3.1.2	Dimensionamento do sistema	38
3.1.3	Disposições gerais do sistema	40
3.2	CÁLCULOS DE ANÁLISE	42
3.2.1	Condições e delimitações para o cálculo	42
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	44
5	CONCLUSÃO	49
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	50
	REFERÊNCIAS	51
	Anexo A -- DADOS UTILIZADOS NA MODELAGEM EM MATLAB	55
	Anexo B -- MODELAGEM EM MATLAB	61

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Demanda de energia e crescimento econômico são temas que caminham juntas e segundo a nota técnica publicada em 2016, a demanda de energia elétrica para 2050 aumentará de 513 TWh (2013) para aproximadamente 1624 TWh (EPE, 2016). Para acompanhar o aumento do consumo da energia elétrica, espera-se que a carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte de 2050 aumente em três vezes. Essa carga pode ser entendida como toda a energia que precisa ser produzida nas usinas geradoras para que a demanda dos consumidores finais seja atendida, considerando todas as perdas físicas do sistema e as diferenças de faturamento (EPE, 2016).

No ano de 2016, na produção da energia elétrica, a participação de fontes hidráulicas foi de 67,1%, considerando a energia importada de Itaipu, e de fontes térmicas foi de 24% (MME, 2017d). O fator médio de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), em $gC O_2eq/kWh$, associado a termelétricas é o mais significativo da matriz elétrica brasileira (MIRANDA, 2012), e o preço médio por MWh, quando comparado com o das hidrelétricas, é 35,7% mais caro (EPE, 2016).

Ao se pensar em um aumento da produção energética que atenda às necessidades da sociedade no horizonte de 2050, se percebe que a opção da geração térmica não é tão proveitosa do ponto de vista econômico e ecológico, como a geração hidrelétrica. Contudo, o potencial hídrico brasileiro ainda não explorado se concentra sobretudo na região amazônica (SOITO; FREITAS, 2011; SOUZA, 2008), e o impacto socioambiental de tal empreitada é muito pertinente para a discussão do futuro da matriz elétrica brasileira (SOUZA, 2008).

Ao assumir a necessidade de expansão da produção de energia a partir de fontes renováveis, analisa-se as possibilidades dessas fontes, algumas delas intermitentes, como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica. Tais fontes não conseguem garantir uma continuidade na sua oferta de energia, uma vez que dependem de um fluxo de energia, seja sol ou vento, sobre o qual não se tem controle. Logo, devido a essa não controlabilidade e intermitência, para que se supra tal demanda, torna-se necessária a transformação direta desse fluxo de energia, em outra forma de energia armazenável (GLASNOVIC; MARGETA, 2010).

Dentro das limitações e demandas do sistema energético brasileiro, ao procurar uma solução que não alague mais áreas para a construção de barragens e ainda assim utilize fontes renováveis de energia, encontra-se a possibilidade de melhorar o desempenho de usinas hidrelétricas já existentes.

No ano de 2015 o Fator de Capacidade (FC) – razão entre a produção efetiva de energia e a capacidade máxima de produção de uma usina – médio da geração hidráulica pública foi de 45% (MME, 2017a). No Brasil esse fator acaba sendo uma função do tamanho do reservatório, do regime de chuvas e do próprio fluxo do rio em questão (SOUZA, 2008). Assim, para valores maiores de FC, é fundamental um volume mínimo de água no reservatório quase que constante, para que a usina não pare de funcionar e produza plenamente a energia para a qual ela foi projetada.

Com isto, parece conveniente a ideia da produção híbrida, juntando Sistemas Fotovoltaicos (SFV) e usinas hidrelétricas, uma vez que um depende da irradiação solar e o outro do regime de chuvas, complementando-se e aumentando a quantidade de energia gerada.

A proposta desse trabalho é a inserção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) em usinas hidrelétricas. Quando o reservatório da usina está cheio e existe excesso de água para geração de energia, o SFVCR injeta energia diretamente na rede, aproveitando a infraestrutura já existente da própria usina. Quando, porém, o reservatório não está cheio o sistema, através de bombas, retorna parte da água já usada na geração para o reservatório, aumentando a disponibilidade de água para geração de energia elétrica e consequentemente aumentando o FC da usina.

1.1.1 Delimitação do Tema

O foco desse trabalho é o estudo do impacto que a implantação de sistemas fotovoltaicos teria no fator de capacidade da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, comumente conhecida como Usina Foz do Areia, levando em consideração dados hidrológicos, de irradiação solar e o fluxo mínimo de água que deve ser mantido para a preservação do leito do rio a jusante da usina.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Identifica-se como problema primeiro dessa proposta a demanda de energia futura, e a necessidade de triplicar a carga de energia do SIN a longo prazo. Com a dificuldade de

aumentar a potência instalada de fontes hidráulicas (hoje a fonte mais expressiva da matriz elétrica brasileira), seja por barreiras ambientais ou sociais, surge a necessidade de olhar para outras alternativas de geração de energia elétrica.

Por outro lado, quando começa a se olhar para outras fontes renováveis com baixa emissão de GEE, apresenta-se um problema de intermitência, que torna pouco viável que essas fontes se apresentem como uma parcela significativa da matriz elétrica sem o armazenamento de energia, a ponto de substituir fontes hidrotérmicas.

Logo, esses problemas iniciais apontam para um problema mais específico: como aumentar o fator de capacidade de usinas hidrelétricas. Reservatórios muito grandes de usinas implicam em uma quantidade maior de água armazenada e geralmente apresentam um fator de capacidade também maior, no entanto exigem que uma superfície maior seja alagada. Em períodos de estiagem, em usinas que não possuem grandes reservatórios, a produção de energia pode diminuir, ou até parar, devido à falta de água armazenada, o que diminui a produção efetiva durante o ano, reduzindo o fator de capacidade.

Entende-se que com a implantação de um SFVCR junto a usina hidrelétrica, estas fontes podem trabalhar de forma complementar, de forma a aumentar a produção de energia no local sem nenhum ou muito pouco impacto ambiental na área já utilizada pela usina, o que é um fator positivo sob o ponto de vista do Desenvolvimento Sustentável.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar o aumento do fator de capacidade da Usina Hidrelétrica Foz do Areia, com uma proposta de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede utilizado para a injeção de energia elétrica na rede e bombeamento de água para o reservatório da usina.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Levantar dados da matriz elétrica brasileira e mundial e comparar as diferentes fontes renováveis de energia no contexto brasileiro.
- Investigar a teoria de reservatórios de usinas hidrelétricas e as variáveis que influenciam no fator de capacidade de uma usina hidrelétrica.
- Esquematizar a geração híbrida ao examinar projetos correlatos.

- Interpretar os relatórios de desempenho da Usina Hidrelétrica de Foz do Areia afim de identificar o perfil de geração de energia no decorrer de um ano.
- Adquirir dados hidrológicos e solares da região da usina.
- Dimensionar o sistema de bombeamento de água com base no regime de chuvas, fluxo do rio a jusante e a montante da usina.
- Dimensionar o SFVCR com base na irradiação solar, na demanda do sistema de bombeamento e no local de instalação.
- Fazer levantamento dos aspectos positivos e negativos de um SFV flutuante.
- Mensurar o impacto do SFVCR no fator de capacidade da usina e na geração de energia elétrica injetada diretamente na rede.

1.4 JUSTIFICATIVA

É evidente a necessidade brasileira de aumentar a carga de energia do SIN (EPE, 2016), assim como é evidente a insustentabilidade de desenvolver novas usinas hidrelétricas aproveitando o potencial hídrico do Brasil ainda não explorado (SOUZA, 2008).

A estratégia de aumentar o fator de capacidade de usinas hidrelétricas com a inserção de sistemas fotovoltaicos para o bombeamento de água e perenidade na geração de energia elétrica é uma ideia de produção híbrida não complexa e, em termos de infraestrutura, é consideravelmente mais modesta do que quando comparada com os equipamentos e estruturas de uma hidrelétrica. A complexidade de se trocar um grupo turbina gerador de uma usina já em funcionamento, para que haja um aumento do desempenho dessa usina é maior do que a complexidade da inserção de um SFV nesse local. Ainda vale a pena considerar que geralmente o aumento de rendimento de grupos Turbina Gerador (TG) é ínfimo, e que o investimento de SFV se torna mais vantajoso quando se considera a perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos (EPE, 2016).

Outro ponto favorável é a diversidade e maior confiabilidade que um sistema de geração híbrida traz, quanto mais a união da energia solar fotovoltaica com a hídrica (GLASNOVIC; MARGETA, 2010). A energia renovável intermitente escolhida para o estudo de produção híbrida foi a solar fotovoltaica, dado o notável potencial fotovoltaico do estado do paraná, sobretudo na região onde está localizada a Usina Foz do Areia (TIEPOLO *et al.*, 2014).

A escolha da usina foi feita levando em consideração sua dimensão e seu fator de capacidade (MME, 2017a). Sua produção anual de energia (ONS, 2018) e o perfil do nível do reservatório ao longo do ano trazem uma boa margem de análise para esse trabalho. Ainda salienta-se o baixo volume de água vertida no ano de 2017, o que justifica a escolha dessa usina para tal estudo (ONS, 2018).

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para a parte inicial de levantamento bibliográfico e de registros energéticos foi utilizada uma metodologia de estudo qualitativo bibliográfico, tendo como base livros, artigos, relatórios, notas técnicas e bases de dados históricos, como atlas solares e relatórios hidrológicos.

Tendo a base teórica e de dados para o projeto do sistema, foi dimensionado o sistema de bombeamento da água, especificando potências e tipos de equipamentos, para então projetar o sistema fotovoltaico e seus equipamentos adjacentes para que seja feita a alimentação das bombas e a conexão direta à rede elétrica.

Supondo um regime de chuvas e irradiação solar baseado em médias históricas, torna-se possível a análise do sistema e o levantamento do novo número de horas de funcionamento da usina para o cálculo do fator de capacidade.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso considera-se as seguintes etapas e divisão de capítulos:

Capítulo 1: Introdução

Contém a apresentação do tema do trabalho, assim como a sua delimitação, problemas e premissas a serem resolvidos, objetivo geral e os objetivos específicos a serem realizados, as justificativas, defendendo a relevância e os possíveis benefícios de se estudar essa problemática, procedimentos metodológicos, com uma breve descrição das etapas de desenvolvimento do trabalho, juntamente com a sua estruturação.

Capítulo 2: Fundamentação Teórica

Apresenta a situação atual da matriz elétrica mundial e brasileira. Insere as fontes renováveis nesse contexto, aprofundando na geração hidrelétrica e solar fotovoltaica. Propõe como solução para o problema da intermitência de fontes renováveis a geração híbrida

como forma de armazenamento e regularização do vetor energético advindo da energia solar fotovoltaica. Resume brevemente o perfil de produção da usina hidrelétrica estudada, assim como dados hidrológicos e pluviiais, e irradiação solar da região.

Capítulo 3: Desenvolvimento do Projeto

Aborda aspectos qualitativos e quantitativos do dimensionamento do sistema. Explana métodos de cálculo de dimensionamento dos elementos do sistema e de análise dos resultados.

Capítulo 4: Resultados e Discussões

Análise quantitativa do desempenho do sistema com base nas médias históricas de irradiação solar e do regime de chuvas, considerando diferentes situações de vazão afluente nos reservatórios.

Capítulo 5: Conclusões

Considerações finais a respeito do trabalho realizado e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O atual estado da matriz elétrica mundial e brasileira fornece uma perspectiva das tendências de geração de energia elétrica no contexto brasileiro e suas semelhanças e discrepâncias da tendência mundial. Para que seja possível discutir o futuro da matriz elétrica brasileira é necessário compreender sua trajetória e os principais fatores que a influenciam.

2.1 MATRIZ ELÉTRICA MUNDIAL E BRASILEIRA

No ano de 2016 uma parcela de 23,6% da energia elétrica produzida no mundo veio de fontes renováveis, contra 81,7% da produção de energia elétrica brasileira. Somente essa diferença de índices já aponta para uma supremacia da geração hidrelétrica na matriz brasileira, quando comparada com a participação das fontes renováveis na matriz mundial (MME, 2017d).

No entanto, uma análise do ano de 1973 aponta a tendência dessas duas matrizes elétricas: enquanto no contexto mundial o índice de energia elétrica proveniente de fontes renováveis era de 21,5%, o que comparado com hoje, representa uma tendência de substituição de termelétricas por outras fontes, no contexto brasileiro esse índice representava 90,6% de toda a matriz elétrica, o que aponta certo encolhimento das fontes hídricas ante a produção nacional de energia elétrica (MME, 2017d).

A queda da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira do ano de 1973 para o ano de 2016, mostra, principalmente, como as termelétricas têm sido escolhidas em detrimento das usinas hidrelétricas, tanto por causa do investimento financeiro que a construção de hidrelétricas representa, como por causa das implicações ambientais dos alagamentos de grandes áreas, que geram indisposições sociais e judiciais. Ainda vale equacionar o baixo regime de chuvas dos últimos anos, que leva as termelétricas a serem acionadas mais frequentemente (MME, 2017d).

No cenário da Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) do ano de 2016, a maior porção não renovável foi gerada a partir do gás natural, que perdeu um pouco de mercado de 2015 para 2016. Além das energias solar e eólica, que apresentaram um desenvolvimento importante nesse mesmo período, percebe-se também um crescimento das termelétricas a

bagaço de cana, que embora consumam um combustível renovável acarretam uma emissão de Gás de Efeito Estufa (GEE) considerável quando em comparação com as outras fontes renováveis abordadas nesse capítulo.

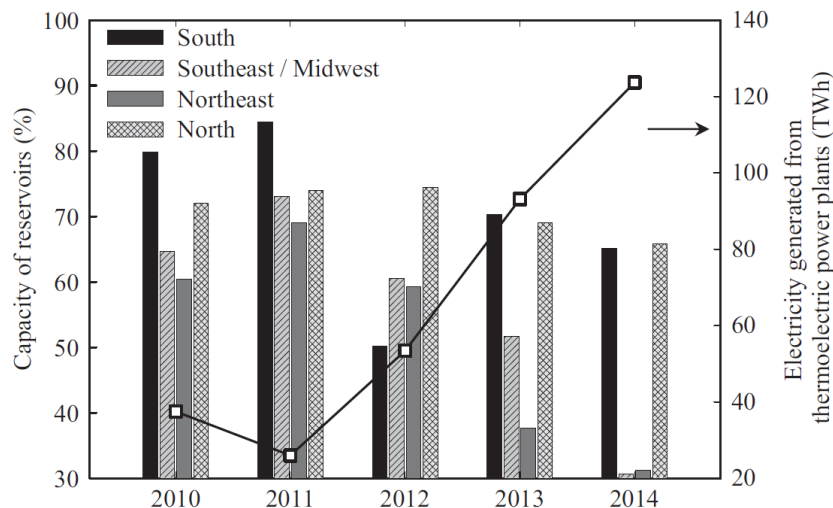
2.2 FONTES RENOVÁVEIS NO CONTEXTO BRASILEIRO

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) para o ano de 2026 tem dentre suas diretrizes e premissas a priorização de fontes renováveis para atender ao crescimento de consumo de energia elétrica no horizonte dos próximos dez anos (MME; EPE, 2017). Nesse planejamento, desconsiderando a expansão já contratada, espera-se ainda que as fontes renováveis, como a geração eólica e a solar fotovoltaica, apresentem um aumento de 18,8 GW de potência instalada, sendo considerada também a possibilidade de expansão de usinas reversíveis (MME; EPE, 2017).

Apesar do leve aumento na Oferta Interna de Energia Elétrica, as gerações a óleo, gás natural e carvão sofreram uma queda significativa, enquanto todos os tipos de fontes renováveis apresentaram crescimento de 2015 para 2016 (MME, 2017d).

Ainda assim, a energia hidráulica ainda é a parcela mais significativa de energia renovável gerada no Brasil. A Figura 1 mostra como o acionamento de termelétricas está intimamente relacionada com a redução dos reservatórios das hidrelétricas e como a manutenção do nível desses reservatórios pode incrementar a pequena contribuição que as usinas de pequenas áreas alagadas trazem a um fornecimento seguro de energia elétrica.

Figura 1: Capacidade dos reservatórios e eletricidade gerada por usinas termelétricas (SILVA *et al.*, 2016).



Na Figura 1 a linha representa a eletricidade gerada a partir de termelétricas e as barras

correspondem à utilização da capacidade máxima dos reservatórios das hidrelétricas para cada região do Brasil.

Pode-se perceber, primeiramente, que comparada a outras regiões, a região Norte apresenta níveis de reservatórios mais estáveis. Quando em 2012 a região Sul sofre uma queda abrupta e as regiões Sudeste e Nordeste também apresentam reservatórios mais vazios, começa o aumento da eletricidade gerada a partir de termelétricas.

Percebe-se a grande influência da região Sudeste no sistema quando em 2013 e 2014 os reservatórios da região Sul retomam parte da utilização de suas capacidades e a região Sudeste continua despencando, causando um aumento ainda maior no acionamento de termelétricas.

De maneira geral, pode-se distinguir anos historicamente bons do ponto de vista hidrológico, de anos mais secos, e fica clara a relação entre a utilização da capacidade dos reservatórios e o acionamento de termelétricas.

Atualmente a região Nordeste importa 10,8% da sua energia (MME, 2016). A expansão desses outros tipos de renováveis, sobretudo da geração eólica, torna possível fazer dessa região uma exportadora de energia num horizonte de 10 anos (MME, 2017b). Além do aumento da geração de energia elétrica, a instalação de usinas eólicas, geralmente localizadas em regiões carentes, traz benefícios de cunho social com a entrada de grandes grupos empresariais e suas políticas de responsabilidade social (MME, 2017b).

A energia solar, apesar de possuir uma representatividade ainda muito pequena na matriz elétrica brasileira (0,014%), apresentou um crescimento de 44,7% do ano de 2015 para o ano de 2016 (MME, 2017d).

No estado do Paraná 94% da OIEE vem da geração hidráulica, 36 pontos percentuais acima da média brasileira (MME, 2016). A energia solar fotovoltaica e eólica apresentam, no entanto, uma participação ínfima na geração de energia elétrica do estado, apesar de uma promissora irradiação solar, sobretudo no interior do estado (TIEPOLO *et al.*, 2013).

Nos últimos anos o governo brasileiro tem criado alguns incentivos ao desenvolvimento da energia fotovoltaica e sua geração distribuída, como a isenção do PIS e Cofins, e mais recentemente com o ICMS16 que possibilita aos estados que o aderirem isentarem o ICMS da parcela de energia elétrica que foi compensada (recentemente os estado do Paraná, Amazonas e Santa Catarina, últimos estados que ainda não tinham aderido a esta isenção, também a realizaram).

De acordo com o MME, o preço do kWp instalado de geração fotovoltaica ainda fica entre R\$7.000,00 e R\$13.000,00, dependendo das condições da superfície e da instalação, no

entanto a experiência prática de mercado já traz valores menores, de um pouco mais da metade da margem mencionada em MME (2017c).

2.3 ESTABILIDADE E A GERAÇÃO HÍBRIDA

Do cenário atual da matriz elétrica brasileira e suas fontes renováveis, vale destacar dois pontos: uma geração hidráulica em recessão, quando comparada com a realidade de 30 anos atrás, e um movimento de expansão de outras fontes renováveis de energia, sobretudo a energia eólica e a solar fotovoltaica. Tratando esses dois pontos destacados de maneira isolada, depara-se com uma limitação da expansão hidrelétrica e de novos reservatórios e áreas alagadas, juntamente com a necessidade do crescimento de fontes de energia intermitentes (CANALES *et al.*, 2015), que injetam uma potência flutuante na rede, que depende de condições meteorológicas, estação do ano e localização geográfica, além de fatores de operação da rede (DATTA *et al.*, 2015).

Pela disponibilidade de recursos, baixos custos de operação e manutenção (YUE; WANG, 2016), além de uma redução das emissões de gases de efeito estufa durante a geração da energia elétrica (CHENG *et al.*, 2016) a tecnologia fotovoltaica tem se expandido ao redor do mundo e no contexto brasileiro. Esses sistemas podem ser isolados ou conectados à rede. Para esse projeto, no entanto, será dada atenção somente aos sistemas conectados à rede.

2.3.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Para que ocorra a integração à rede, o sistema requer o uso de inversores de frequência CC-CA (VILLALVA; GAZOLI, 2012) e toda a energia gerada é injetada na rede, ou consumida por cargas locais, como é o caso de sistemas residenciais e industriais. Para pequenos sistemas de microgeração, o impacto causado pela potência injetada na rede é pequeno se comparado a usinas que trabalham com níveis mais elevados de potência inserida (CHENG *et al.*, 2016).

Para casos de sistemas fotovoltaicos robustos, a primeira alteração no perfil da rede que pode ser observada, é uma diminuição da inércia do sistema (YUE; WANG, 2016).

Ao substituir a geração hidrelétrica pela solar fotovoltaica, perde-se a característica intrínseca a geradores síncronos e a frequência e a tensão do sistema passam a responder de maneira menos inerte a perturbações na rede (ANZALCHI *et al.*, 2017).

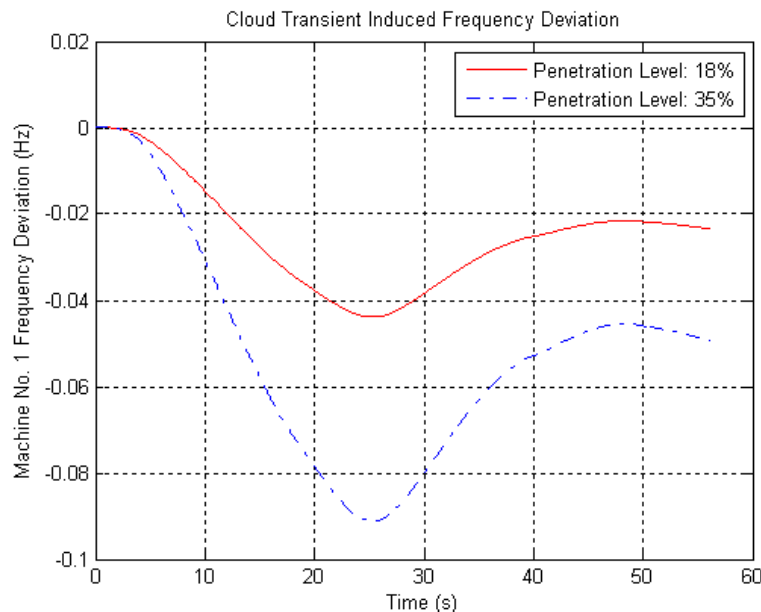
Além da considerável diminuição da inércia do sistema, usinas fotovoltaicas ainda estão sujeitas às intermitências intrínsecas à sua fonte. Logo, elementos transitórios como a

passagem de nuvens e a própria radiação podem caracterizar mudanças bruscas na potência ativa gerada pelo sistema. Essas mudanças, no domínio do tempo, são representadas na forma de rampas de potência (ANZALCHI *et al.*, 2017).

Anzalchi *et al.* (2017) faz uma análise de dez dias de duração em um sistema já instalado na Flórida, e constata que quase 20% dessas rampas de potência possuem uma taxa de variação de 140 kW/min, o que excede o limite aceitável da norma IEEE 1547 em 12%. Tal análise estatística alerta para a ameaça que sistemas de grande penetração oferecem à estabilidade da rede.

Yue e Wang (2016) mostram na Figura 2 como o efeito de nuvens sobre usinas fotovoltaicas tem diferentes impactos na estabilidade transitória de frequência da rede, para diferentes níveis de injeção de potência fotovoltaica no sistema. Considera-se essa porcentagem de penetração como a razão entre a potência solar sendo gerada e a potência total gerada no sistema.

Figura 2: Variações de frequência (Hz) para diferentes níveis de penetração (YUE; WANG, 2016).

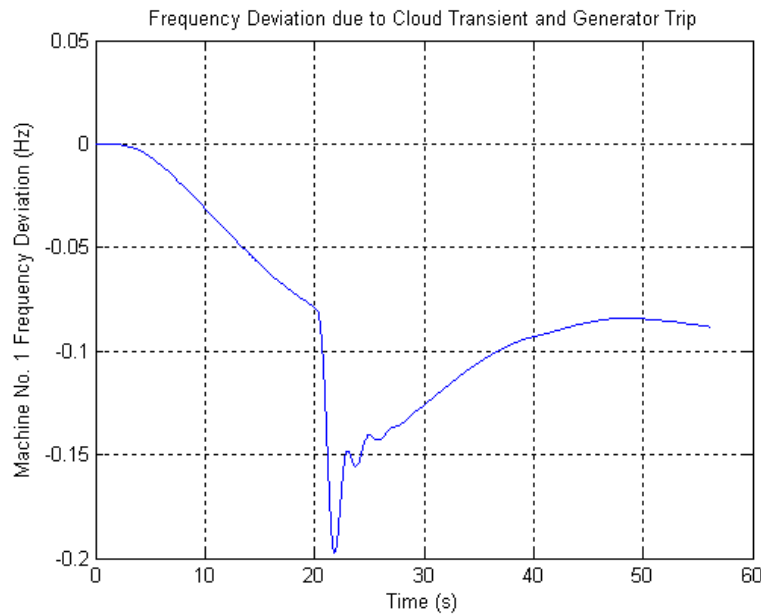


A Figura 2 mostra como a robustez de um SFV influencia na inércia da rede. Yue e Wang (2016) ainda apontam que tal variação de frequência não é tão significativa, mas pode ser preocupante quando avistada em sistemas fotovoltaicos de altíssima penetração.

Quando somada a uma queda de um gerador que também alimenta a rede, essa variação gerada pela passagem de uma nuvem sobre a área da usina FV é agravada, como mostra a Figura 3 proposta por Yue e Wang (2016).

Outro problema que essa injeção de potência flutuante pode causar no sistema, é a

Figura 3: Variações de frequência (Hz) devido a passagem de nuvens e queda de gerador (YUE; WANG, 2016).



variação de tensão, que dependendo da relação entre o fluxo injetado e a potência da carga atendida, pode ultrapassar os limites de operação da rede, levando, em casos críticos, à ocorrência de um fluxo reverso de potência (CHENG *et al.*, 2016).

Tratando de maneira específica as variações de tensão, Anzalchi *et al.* (2017) aponta os impactos da sobretensão, causada por uma geração maior que a carga, que implica na redução da vida útil dos equipamentos, além do possível desligamento dos inversores do sistema e os impactos de uma subtensão, devido a um pico de carga que supera a geração de energia, que leva a um mal funcionamento dos equipamentos.

Como resposta a sobretensões, os inversores podem operar com um fator de potência indutivo, afim de absorver potência reativa da rede, ou mesmo podem ser utilizados bancos de capacitores chaveados, para controle da absorção de potência reativa do sistema. De maneira análoga, trata-se a subtensão com os inversores operando com um fator de potência capacitivo (ANZALCHI *et al.*, 2017).

Naturalmente, operações constantes de controle de carga, tensão e chaveamento de bancos de capacitores, como é o caso de sistemas que agem ante ao perfil intermitente da geração fotovoltaica, diminuem a vida útil desses equipamentos (ANZALCHI *et al.*, 2017).

Para o cenário mais crítico nos casos de geração distribuída, onde ocorre uma inversão do fluxo de potência, Cheng *et al.* (2016) comentam sobre o efeito desse fenômeno na proteção de sistemas, em subestações e sistemas equipados com reguladores de tensão apenas

unidirecionais, e ainda falam de compensadores de queda de tensão com tap que podem não funcionar corretamente por conta do fluxo reverso.

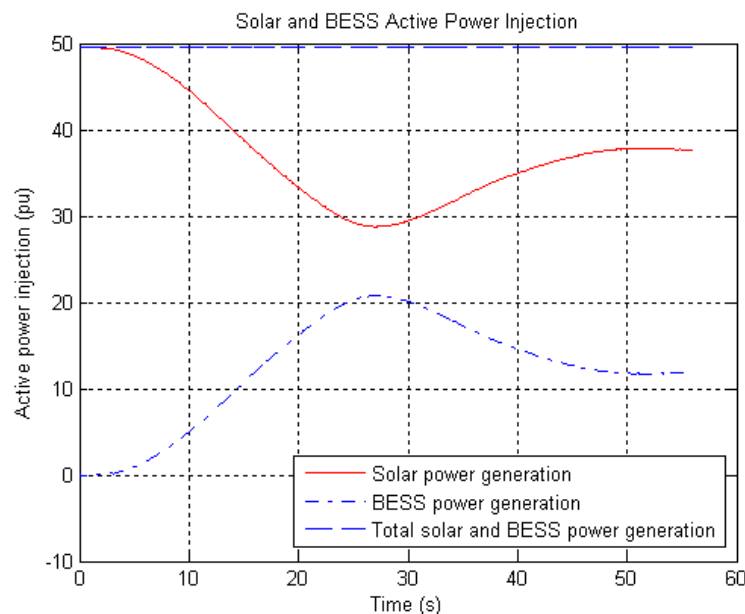
Outra mudança no perfil da rede que vale a pena salientar é o aspecto da distorção harmônica. No cenário de uma geração majoritariamente hidrelétrica, os geradores fornecem potência elétrica, e a fonte de harmônicos vem de cargas não lineares. No caso da geração fotovoltaica, os inversores representam parte da distorção harmônica injetada na rede (ANZALCHI *et al.*, 2017).

Assim, pensando no problema da flutuação da potência injetada por sistemas fotovoltaicos, pode-se abordar o problema sugerindo uma alternativa de armazenamento de energia, que sirva como um regulador na rede.

2.3.2 Armazenamento de energia como regulador

Analisando o problema da variação da injeção de potência, devido a um perfil intermitente da fonte solar fotovoltaica, Yue e Wang (2016) apresentam na Figura 4 como a variação da potência do sistema fotovoltaico em um determinado intervalo de tempo é suprida quando se tem um sistema que regula o fornecimento da energia na forma de um armazenador, nesse caso, um banco de baterias.

Figura 4: Uso de baterias para entrega constante de potência ativa ao sistema (YUE; WANG, 2016).

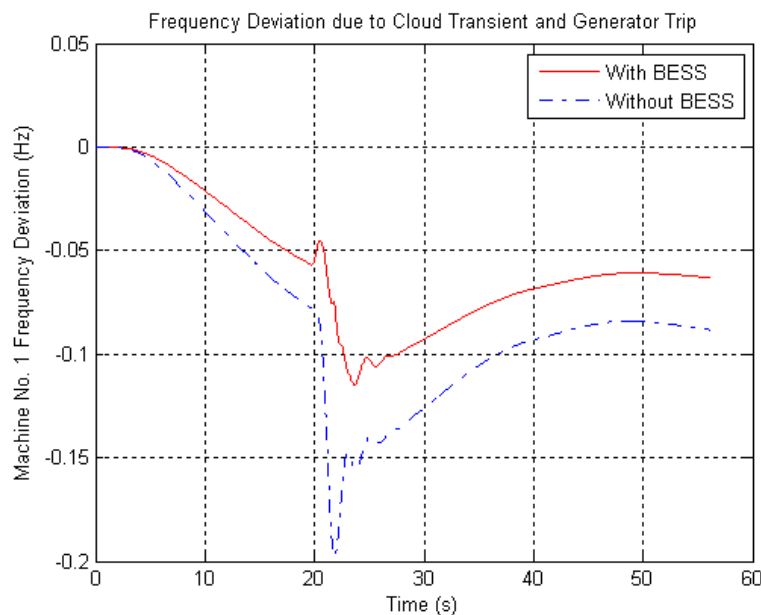


Na Figura 4 a linha azul tracejada superior representa a entrega de potência total do sistema, com geração solar e o sistema de baterias. A outra linha azul representa somente a

contribuição do banco de baterias na entrega de potência ativa, enquanto a linha vermelha é a potência fornecida somente pela geração solar.

Ainda analisando a atenuação do problema da variação de frequência, no mesmo estudo de bancos de bateria proposto por Yue e Wang (2016), a Figura 5 mostra como a mesma situação de passagem de nuvem sobre o sistema, somada à queda de produção de um gerador, ilustrada na Figura 3 é atenuada quando um sistema de armazenamento é utilizado como um “buffer” da potência injetada.

Figura 5: Variação de frequência com (vermelho) e sem (azul) banco de baterias (YUE; WANG, 2016).

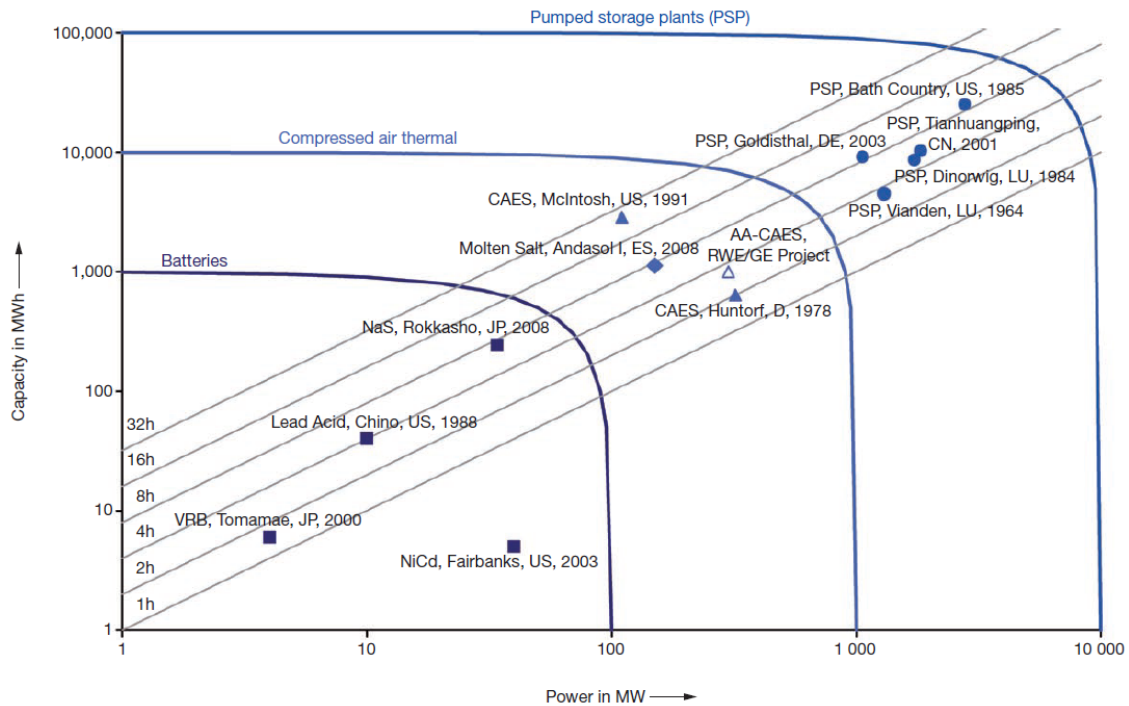


Ao comparar diferentes tecnologias estacionárias de armazenamento de energia, em suas capacidades e potências, como indica a Figura 6, percebe-se que locais que utilizam usinas reversíveis como forma de armazenamento possuem uma magnitude significativamente maior tanto em potência quanto em capacidade armazenada (VENNEMANN *et al.*, 2010).

Na Figura 6, o primeiro limiar é o do armazenamento da energia na forma eletroquímica, através de baterias. Apesar de ser um sistema que demanda muito menos investimento em infraestrutura, deve-se considerar sua menor capacidade e potência, além da sua vida útil, da necessidade da utilização de inversores, o que traz mais perdas elétricas ao ciclo de armazenamento, e ao delicado ciclo de descarte das baterias, que muitas vezes possuem metais pesados em seus eletrólitos (CANALES *et al.*, 2015).

O próximo limiar da Figura 6 é o da tecnologia de ar comprimido. Quando existe energia excedente na rede, ou quando não está no período de ponta, utiliza-se energia para

Figura 6: Comparação da capacidade (MWh) e da potência (MW) de diferentes locais de armazenamento de energia (VENNEMANN *et al.*, 2010).



comprimir o ar e armazená-lo em tanques de armazenamento, ou instalações subterrâneas, como cavernas e minas abandonadas (CANALES *et al.*, 2015). A desvantagem desse método de armazenamento é que a energia é transformada em eletricidade a partir de geradores térmicos, injetando-se o ar comprimido com o gás, para que ocorra o processo de combustão, gerando assim energia elétrica.

Finalmente, o uso de usinas reversíveis como método de armazenamento apresenta uma magnitude de capacidade e potência de até duas ordens de grandeza maior do que o domínio típico das baterias (VENNEMANN *et al.*, 2010). Existe também um custo ambiental a ser considerado devido ao alagamento de áreas para a construção dos dois reservatórios. No entanto, esse custo é reduzido para casos onde já existam os reservatórios, ou nos casos de usinas que já possuam represamento.

Vennemann *et al.* (2010) ainda compara o custo de armazenamento por ciclo no mercado europeu para diversas tecnologias e, juntamente com a tecnologia de ar comprimido, as usinas reversíveis são quase 10 vezes mais baratas que as baterias convencionais e células de combustível.

Tendo em vista essa breve comparação de métodos de armazenamento de energia, surge como alternativa a geração híbrida como forma de geração e armazenamento de energia,

fazendo a combinação de duas fontes, a saber a geração hidrelétrica e a solar fotovoltaica, dado o grande leque de usinas já instaladas nas bacias paranaenses, e o potencial fotovoltaico da região (TIEPOLO *et al.*, 2013).

Usando da complementaridade que existe entre a geração hidrelétrica e a solar fotovoltaica e diante do cenário de horizonte de crescimento da energia elétrica brasileira, propõe-se uma abordagem de geração híbrida de energia, onde se aproveita o potencial hidrelétrico brasileiro já instalado, e explora-se o uso de sistemas fotovoltaicos adjacentes a usinas hidrelétricas, adentrando no conceito de usinas reversíveis. Abordando tanto o aspecto de armazenamento da energia para fins de regulação da potência flutuante gerada por sistemas fotovoltaicos, como o aumento do fator de capacidade da usina hidrelétrica em questão, devido à realimentação da represa com água bombeada a partir da energia solar fotovoltaica disponível.

2.3.3 Usinas reversíveis

O conceito de reversibilidade de usinas hidrelétricas é o de uma instalação que tanto gera, quanto consome energia (ZUCULIN *et al.*, 2014). Ao bombear a água de um reservatório inferior para outro superior, a usina funciona como uma carga no sistema de potência, sendo parte da energia elétrica utilizada para bombear a água que é armazenada no reservatório superior em forma de energia potencial gravitacional (VENNEMANN *et al.*, 2010), e outra parcela perdida no processo de bombeamento e geração de energia.

Esse tipo de geração híbrida nem sempre é utilizada em um contexto de fontes renováveis. Muitas vezes o bombeamento da água é feito através de eletricidade gerada a partir de um gerador termelétrico, ou mesmo uma usina termelétrica conectada à rede (TAGARE, 2011). Geralmente é uma alternativa de otimização econômica comum em cenários estrangeiros, onde se obtém lucro a partir da venda da energia no período de ponta, sendo o consumo realizado fora da ponta. No Brasil, no entanto, é menos comum esse tipo de arranjo.

Canales *et al.* (2015) aponta que devido a uma ampla disponibilidade de recursos naturais no contexto brasileiro de geração elétrica, o volume dos reservatórios de água das hidrelétricas nunca foi um fator extremamente limitante nos projetos, principalmente nas décadas de 70 e 80, quando o cenário de regularização ambiental era diferente. Canales *et al.* (2015) ainda destaca que as tarifas horo-sazonais aliviaram a demanda da rede nos horários de pico. Sob uma análise de regularização das usinas conectadas à rede e de armazenamento de energia nos períodos de seca e de maiores demandas, o SIN, espalhado pelo vasto território nacional, munido de suas diversas bacias hidrográficas e regimes pluviométricos variados,

sempre supriu a variabilidade do sistema elétrico brasileiro (CANALES *et al.*, 2015).

Hoje o Brasil enfrenta um cenário diferente na geração, no armazenamento de energia e no perfil de consumo. Torna-se necessária uma nova abordagem de geração e regulação do sistema de potência.

Quando se utiliza a usina reversível juntamente com outra fonte de energia renovável, o foco pode deixar de ser a geração durante o horário de ponta voltada somente para venda de energia a tarifas mais caras, e passar para um aspecto regulatório da energia renovável que se une à usina reversível. Quaschnig (2010) comenta como usinas reversíveis unidas à geração eólica conseguem contribuir para uma compensação da flutuação intrínseca a essa fonte.

Nesse momento, o fator que controla qual o modo de operação da usina (normal ou reverso) deixa de ser somente o horário, ou a demanda de energia e passa a ser também a disponibilidade de energia na fonte geradora complementar. Ainda que mais imprevisível, por depender de aspectos meteorológicos e geográficos, a geração híbrida se mostra como uma boa opção regulatória para o sistema de potência em um contexto de energias renováveis (VENNEMANN *et al.*, 2010).

2.3.3.1 Arranjos

Nos sistemas clássicos de usina reversível, um arranjo comumente utilizado é o de uma turbina Francis e uma bomba centrífuga, que juntas formam uma bomba-turbina reversível, que com um motor-gerador, une em uma só máquina a função de bombear a água e gerar energia a partir da turbina (VENNEMANN *et al.*, 2010).

O ciclo todo de armazenamento geralmente possui um rendimento nominal em torno de 80% (TAGARE, 2011). Contudo, é possível realizar o bombeamento da água e a geração de energia utilizando uma estrutura com duas máquinas elétricas distintas, e bombeando a água para o reservatório superior através de um conduto diferente do conduto forçado de geração da usina. Esse segundo arranjo possibilita o funcionamento simultâneo dos dois ciclos da usina (GLASNOVIC; MARGETA, 2009).

Quando se tem o tipo de estrutura em que as duas máquinas hidráulicas executam as funções de bombeamento e geração de energia, deve-se considerar condições de operação diferentes das de uma usina convencional. Primeiramente, é usual otimizar o design da bomba-turbina para o ciclo de bombeamento, ao invés do ciclo de turbinagem. Para uma otimização econômica da usina reversível é preferível um equipamento mais eficiente durante o consumo da energia (VENNEMANN *et al.*, 2010), uma vez que é preferível que se bombeie a água para

o reservatório superior no menor período de tempo. Isso se dá tanto pelo custo elevado da tarifa, como pelo custo ambiental, no caso de sistemas que utilizam energia termelétrica para o bombeamento da água, e pelo desgaste do equipamento de bombeamento (TAGARE, 2011).

As limitações de operação de um sistema reversível variam com a duração do ciclo da usina. Se o reservatório é projetado para completar ciclos de duração diária, semanal, ou mesmo sazonal, deve-se considerar essas condições de funcionamento como diferentes flutuações do rendimento das máquinas do sistema. Para usinas com reservatórios menores, por exemplo, deve-se considerar que a coluna d'água turbinada altera o rendimento do grupo gerador (TAGARE, 2011).

Outro fator preocupante para usinas reversíveis tradicionais que decorrem da constante variação de nível do reservatório, é a erosão das margens, que pode tornar o ambiente que circunda a área da usina inóspito à habitação, além da possibilidade de alteração da qualidade da água, que pode impactar a fauna e a flora do local (ZUCULIN *et al.*, 2014).

No caso de reservatórios considerados infinitos, ou seja, reservatórios que possuem um rio a montante e a jusante, os ciclos de bombeamento e geração são menos propensos a causar tamanha variação no nível do reservatório, e acabam sendo reguladas pela própria bacia (ZUCULIN *et al.*, 2014).

Assim, um aspecto positivo do caso estudado vem do fato de que o sistema é mais favorável e barato quando não há necessidade de construção de um reservatório inferior, mas a capacidade de recursos hídricos disponíveis a jusante da usina é maior do que a necessidade de água a ser bombeada, o que ocorre em sistemas que desaguam no mar, ou em grandes aquíferos, ou rios (GLASNOVIC; MARGETA, 2009), como ocorre na Usina Foz do Areia.

Assim, ao utilizar o próprio reservatório da usina, a quantidade de água turbinada não será a única variável do sistema de armazenamento. Deverá ser considerado também o regime hidrológico dos rios a montante e a jusante, bem como o regime de chuvas da região.

Como nesse projeto o sistema será avaliado para uma usina já pronta é, a princípio, inviável a implantação de um sistema único de bombeamento e geração, como nas usinas reversíveis convencionais.

Considera-se para fins de projeto um sistema separado de bombeamento, onde máquinas associadas a bombas em condutos diferentes dos da usina executarão os ciclo de bombeamento, utilizando para isso a energia gerada a partir de um sistema fotovoltaico, conectado à rede, e ao sistema de bombeamento da usina reversível, como proposto por Glasnovic e Margeta (2011), na Figura 7.

de água que é disponibilizado pode implicar em um fator de capacidade mais alto.

2.3.3.3 Dimensionamento do sistema

Ao se projetar uma usina, pode-se optar pela construção de reservatórios, com capacidade de armazenamento tal que o potencial gravitacional retido na barragem possa fornecer energia nos períodos mais secos, a partir da água armazenada em períodos hídricos mais favoráveis (MME, 2007).

À energia que a usina consegue fornecer durante períodos hidrológicos críticos, fazendo uso do seu reservatório, dá-se o nome de energia firme (MME, 2007).

Quanto à operação e ao uso da água, existem diferentes abordagens matemáticas e computacionais para o problema da otimização do uso de reservatórios, como apresentado em (GULLIVER; ARNDT, 1991).

Quando se pensa na capacidade do reservatório de uma usina hidrelétrica, deve-se considerar algumas variáveis. Ao projetar a sua depleção máxima (coluna d'água limite a ser utilizada do reservatório), não se deve considerar somente o ganho de energia firme, ao se optar por uma excessiva exploração da reserva de água e ignorar a diminuição da altura da queda e seu impacto no rendimento da turbina (MME, 2007).

De acordo com o potencial gravitacional armazenado nos reservatórios, Glasnovic e Margeta (2009) descrevem a potência acumulada e a energia gerada no reservatório como:

$$P_{H(\text{bruta})} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad [J/s, W] \quad (2)$$

$$E_{H(\text{bruta})} = P_{H(\text{bruta})} \cdot t[s] = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad [J, W \cdot s] \quad (3)$$

Onde V (m^3) é o volume da água no reservatório, H (m) é a queda líquida, ou seja, a distância entre o reservatório superior e o inferior acrescida das perdas hidráulicas dos condutos, g (m/s^2) é a aceleração da gravidade, ρ (kg/m^3) é a densidade da água e Q (m^3/s) é a vazão da água.

O volume do reservatório superior é modelado por Glasnovic e Margeta (2009) na Equação (4).

$$V_{(i)} = V_{(i-1)} + Q_{PV(i)} + Q_{NAT(i)} + R_{(i)} - EV_{(i)} - QT_{G(i)} \pm INF_{(i)} \quad (4)$$

No balanço descrito acima, $V_{(i)}$ é o volume do reservatório superior em determinado período, $V_{(i-1)}$ é o volume do reservatório no período imediatamente anterior, $Q_{PV(i)}$ é o volume de água bombeado pela energia gerada no sistema fotovoltaico durante o período i , em m^3/dia , $Q_{NAT(i)}$ é o volume de água advindo do fluxo natural do rio durante o período i , $R_{(i)}$ é a precipitação total durante o período em questão, $E_{V(i)}$ é a quantidade de água evaporada durante o período i , $Q_{TG(i)}$ é todo o volume de água que sai do reservatório e é turbinado para gerar energia elétrica durante o período i e $INF_{(i)}$ é a infiltração nesse mesmo período (GLASNOVIC; MARGETA, 2009).

Com base na modelagem descrita acima, pode-se obter os dados do fluxo natural do rio e da precipitação através de dados históricos, e adaptar para diferentes cenários de geração hidrelétrica ($Q_{TG(i)}$), valores de volume no reservatório superior, que podem ser manipulados através do volume de água bombeado via sistema solar fotovoltaico.

Obtendo o volume de água bombeada para o reservatório superior, pode-se calcular a potência demandada nas bombas, que somada às perdas dos equipamentos e perdas hidráulicas, leva a um dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Glasnovic e Margeta (2009) relacionam a energia de saída do sistema de bombeamento com a vazão de água bombeada e a queda líquida do sistema, a partir da Equação (3). Por facilidade serão considerados valores de vazão e não diretamente de volume, dessa maneira a Equação (7) considera o volume resultante de uma determinada vazão bombeada durante período de um segundo.

$$E_{H(MP)}[J; W.s] = g[m/s^2]\rho[kg/m^3]Q_{FV}[m^3/s] \cdot 1[s]H_{TE}[m] \quad (5)$$

Realizando uma inspeção dimensional da Equação referente à energia, chega-se a uma quantidade de energia dada em Joule. Manipulando a equação para encontrar valores em Wh, faz-se a transformação do tempo de um segundo de bombeamento de determinada vazão para uma hora, o que em termos de ajustes de unidade equivale a dividir a equação toda por 3.600 segundos.

$$E_{H(MP)}[Wh] = E_{H(MP)}[W.s] \cdot \frac{1[h]}{3600[s]} = \frac{g[m/s^2]\rho[kg/m^3]1[h]}{3600[s]} Q_{FV}[m^3]H_{TE}[m] \quad (6)$$

Simplificando os valores constantes da densidade da água ρ e da aceleração da gravidade g , juntamente com os ajustes de unidade de tempo realizados, chega-se ao fator

de multiplicação 2,72 encontrado na Equação (7).

$$E_{H(MP)}[kWh] = \frac{2,72 Q_{FV} H_{TE}}{1000} \quad (7)$$

A altura H_{TE} possui uma relação direta com o volume do reservatório, muito embora não exista uma equação capaz de reger o comportamento de um reservatório tão irregular. Assim, com uma quantidade razoável de pontos advindos de dados históricos, que relacionam o nível do reservatório, em metros, e o volume, em m^3 , para o mesmo instante de tempo, é possível obter a altura do reservatório para qualquer volume a partir da interpolação de dados fornecidos em (ONS, 2018) e (COPEL, 1995) utilizando rotinas de *spline* cúbica do próprio programa onde foi feita a programação dos cálculos de dimensionamento e análise, a saber, o *software* MATLAB[®].

Embora não faça parte do escopo desse trabalho detalhamentos hidráulicos e mecânicos com relação às estações de bombeamento, concerne ao dimensionamento do sistema fotovoltaico, as perdas hidráulicas nas tubulações.

Em Incropera *et al.* (2006) estão apresentadas as equações para cálculo de perda de carga hidráulica em metros. Adaptando o equacionamento de *Darcy-Weisbach* dado em perda de pressão, para valores de coluna d'água, encontra-se a Equação (8).

$$H_F = f \frac{L}{D} \frac{u^2}{2g} \quad (8)$$

Sendo H_F a perda hidráulica em metros, f o fator de atrito, L o comprimento da tubulação em metros, D o seu diâmetro, também em metros, u a velocidade de escoamento do fluido em m/s e g a aceleração da gravidade em m/s^2 .

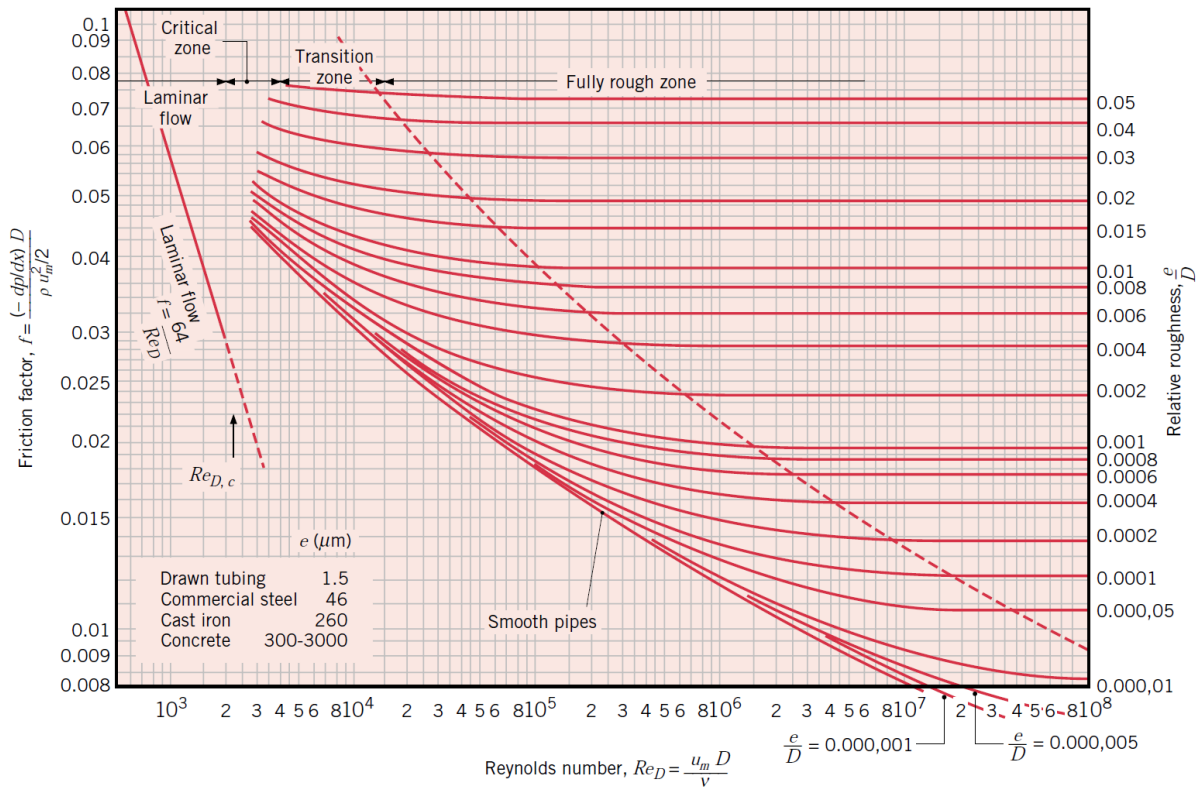
Por se tratar de um escoamento turbulento em uma superfície rugosa, utiliza-se o diagrama de *Moody*, apresentado na Figura 8.

Afim de encontrar um fator de atrito correspondente a uma rugosidade relativa e a um perfil de escoamento, dado pelo número de *Reynolds* através da Equação (9), onde Re é o número de *Reynolds*, ρ é a massa específica da água e μ a viscosidade. A rugosidade relativa é dada por e/D , onde e é o dado de rugosidade da superfície em metros,

$$Re = \frac{\rho u D}{\mu} \quad (9)$$

A perda de carga hidráulica em metros entra no balanço de cotas do reservatório afim

Figura 8: Diagrama de Moody (INCROPERA *et al.*, 2006).



de formar a altura líquida das Equações (2) e (3).

$$H_{TE} = H_U - H_L + H_F \quad (10)$$

Demais perdas do sistema hidráulico serão consideradas de maneira generalizada, desprezando especificações técnicas e utilizando um modelo geral para os cálculos de dimensionamento e análise. Assim, para chegar a um valor de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, basta considerar o rendimento das bombas.

$$E_{SFV} = \frac{E_{H(MP)}}{\eta_{MP}} \quad (11)$$

Onde E_{PV} é a energia de saída do SFV, $E_{H(MP)}$ é a energia de saída do sistema de bombeamento e η_{MP} é o rendimento desse sistema.

Tiepolo (2015) apresenta um equacionamento da energia diária média produzida em um SFV na Equação (12).

$$E_{SFV} = \frac{P_{FV} \cdot E_S \cdot TD}{G_{STC}} \quad (12)$$

Onde E_{SFV} é a energia gerada pelo SFV em um dia médio, P_{FV} é a potência instalada de pico, E_S é a irradiação média diária, TD é a taxa de desempenho do sistema, que considera as perdas nos inversores, nas conexões e perdas devido à temperatura nos módulos, e G_{STC} é a irradiação padrão de teste, a saber 1.000 W/m².dia.

Com base na Equação (12), a partir da geração de energia requerida do SFV, que é a energia de entrada do sistema de bombeamento, calcula-se a potência instalada fotovoltaica.

Esse valor de potência do sistema fotovoltaico será determinado a partir do volume do reservatório que se deseja manter, que dependendo do volume de água recebido pelo fluxo natural do rio e pela precipitação, juntamente com o volume de água dispensado para as turbinas, implicará em um volume de água requerido, que será bombeado pelo SFV.

Ou seja, dependendo do período do ano, dos valores de irradiação solar e dos dados históricos hidrológicos, pluviiais e de geração de energia, valores diferentes de água bombeada para o reservatório serão encontrados, e assim se dará o estudo do aumento do fator de capacidade.

2.4 USINA HIDRELÉTRICA FOZ DO AREIA

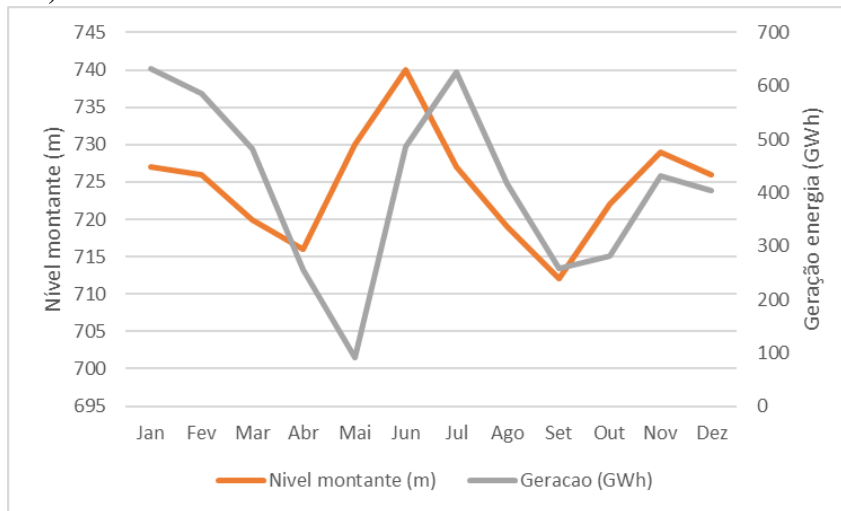
O rio Iguaçu nasce próximo a Curitiba e é um dos principais afluentes do rio Paraná. É nessa bacia que está localizada a Usina hidrelétrica Foz do Areia, logo após a confluência do rio Areia, entre os municípios de Bituruna e Pinhão, no estado do Paraná (COPEL, 1995). Propriedade da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), foi construída entre os anos de 1975 e 1982 (COPEL, 1995), com uma capacidade instalada de 1.676 MW (ONS, 2018).

Possui quatro unidades geradoras de 418,5 MW e um reservatório de volume total de aproximadamente 14.000.000 m³. A barragem é do tipo de enrocamento com uma face de concreto atuando como elemento de impermeabilização (COPEL, 1995). Cada uma das turbinas Francis da usina, quando opera sob uma queda líquida de 135 m, na potência máxima e na velocidade síncrona, a saber 128,6 rpm, consome cerca de 350 m³/s de água, e garante ao gerador um rendimento de 98,52% (COPEL, 1995).

2.4.1 Perfil de geração

A Figura 9 apresenta o histórico de geração de energia e o respectivo nível a montante do reservatório disponíveis em ONS (2018). É possível perceber a relação entre o nível do reservatório e a energia gerada, e como o comportamento da energia disponível no reservatório da usina é quase um deslocamento da curva de geração.

Figura 9: Geração de energia e nível do reservatório a montante no ano de 2017 - Usina Foz do Areia (ONS, 2018).



Quanto a excedentes no reservatório, a usina apresentou vertimento somente durante uma semana operativa do ano de 2017, o que indica um ano mais seco e um melhor aproveitamento da energia armazenada no reservatório (ONS, 2018).

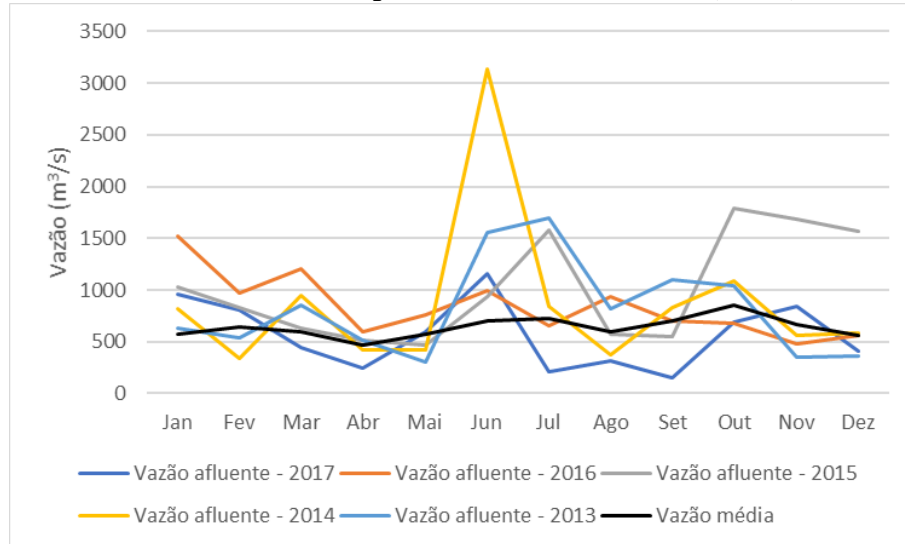
Apesar de alguns relatórios nacionais de geração de energia hidrelétrica apresentarem valores para o fator de capacidade da usina Foz do Areia, para esse estudo, consideraremos os dados de geração de energia disponíveis pelo ONS (2018), para então obter um valor de FC a partir da potência instalada e dos valores de energia produzida e despachada pela usina no ano de 2017. Portanto, para esse estudo, será utilizado um FC de 0,3244.

2.4.2 Hidrologia e Irradiação Solar

Segundo a classificação climática de Köppen, o reservatório de Foz do Areia é caracterizado por chuvas distribuídas ao longo do ano e verões mais brandos (LACTEC, 2009). A precipitação anual, com dados coletados em estações pluviométricas, varia entre 1.600 e 1.900 mm/ano, sendo revelada na análise de dados dos pluviômetros que não existe regularidade na distribuição das chuvas, sendo difícil prever quando se darão os períodos secos (LACTEC, 2009).

A Figura 10 retrata as vazões afluentes mensais no período dos últimos 5 anos, juntamente com uma curva de vazão média reportada por LACTEC (2009).

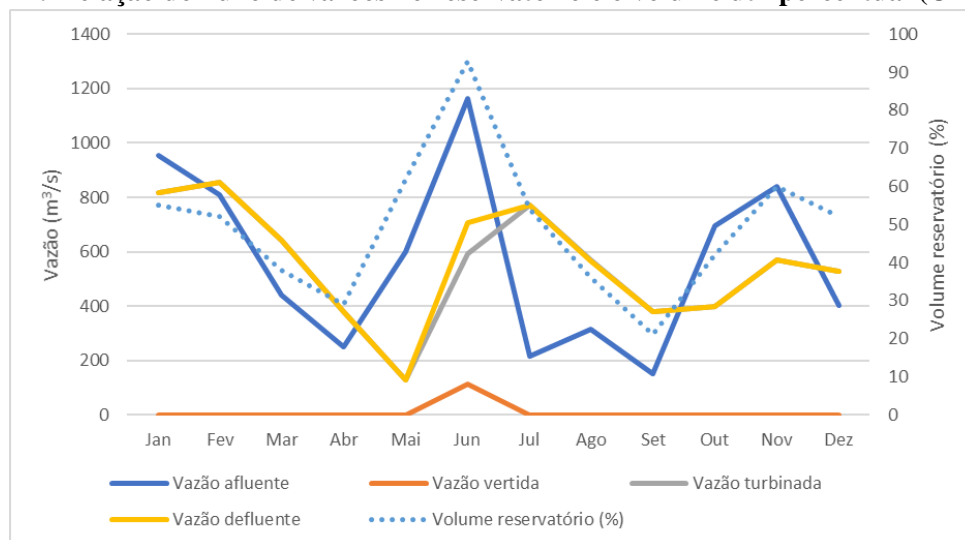
Figura 10: Vazões afluentes mensais por ano - 2013 a 2017 (ONS, 2018; LACTEC, 2009).



Apesar de algumas épocas apresentarem maior fluxo hídrico durante ano, como ocorre entre os meses de junho e julho, não é possível determinar um padrão para os períodos mais secos, ou até mesmo para menores variações ao longo do ano. A própria curva de vazão média apresenta um perfil menos variante, em comparação com as demais.

A Figura 11 mostra o perfil de vazões afluentes e defluentes do reservatório no ano de 2017 e como o saldo entre essas duas vazões se reflete no aumento ou na depleção de volume do reservatório.

Figura 11: Relação do fluxo de vazões no reservatório e o volume útil percentual (ONS, 2018).



Além da relação entre as vazões e o volume do reservatório, observa-se o baixo índice

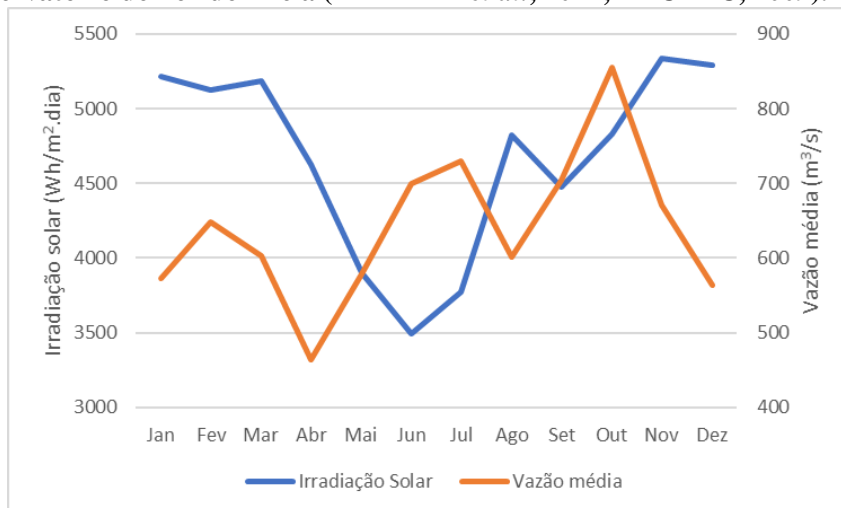
de vertimento, sendo a maior parte da vazão defluente também turbinada pela usina.

Sendo a primeira usina instalada no curso do rio Iguaçu, a Hidrelétrica Foz do Areia possui grande influência a montante e a jusante de sua barragem (LACTEC, 2009). Por causa do nível de água em União da Vitória (PR) e Porto União (SC), a montante da barragem de Foz do Areia, existem restrições operativas para controle de cheias. Dependendo da vazão afluyente e do nível da água nas regiões a montante da usina, é realizada uma operação de rebaixamento dinâmico, que implica na absorção de vazões excedentes pelo reservatório de Foz do Areia e do reservatório a jusante, na Usina Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (ONS, 2017a, 2017b).

Assim, a restrição de nível máximo operativo para o reservatório é de 442,0 m , não constando restrições de nível mínimo, ou de outra espécie (ONS, 2017a). A atividade de navegação no leito do rio Iguaçu é de uso permissível, sendo necessário licenciamento e controle na utilização dos recursos naturais, não implicando em delimitações regulamentadas do uso da bacia pela usina afim de possibilitar tais atividades (LACTEC, 2009).

Quanto à irradiação solar na área da usina, pode-se observar a curva por mês na Figura 12, dada em Wh/m².dia, já em valores referentes a um plano inclinado na mesma latitude do reservatório (PEREIRA *et al.*, 2017), em comparação com o perfil de vazão média afluyente por mês, que é dada em m³/s (LACTEC, 2009).

Figura 12: Irradiação diária média mensal no plano inclinado na latitude da usina e vazão afluyente mensal no reservatório de Foz do Areia (PEREIRA *et al.*, 2017; LACTEC, 2009).



Percebe-se uma complementaridade entre as duas curvas, tomadas as devidas proporções, sendo possível observar que vales específicos de vazão correspondem a picos de irradiação solar e vice versa, o que novamente justifica a união dessas duas fontes de energia em uma configuração de geração híbrida.

3 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Para a etapa de desenvolvimento do projeto, foram utilizados os dados contidos na Memória Técnica da usina apresentada em COPEL (1995) e dados históricos de geração, volume de água e das principais vazões do reservatório de Foz do Areia, obtidos em um histórico de operação disponível em ONS (2018). Para equipamentos ainda não existentes, como as máquinas de bombeamento e o próprio sistema fotovoltaico não foram definidos detalhes técnicos. Antes, foi feita uma análise generalizada do rendimento desses equipamentos, para que se obtivesse uma modelagem geral do sistema.

Feito um dimensionamento prévio do sistema, foram executadas análises de desempenho com base em cenários históricos, agora já inseridos no contexto da usina reversível. Evidentemente é inviável fazer considerações de despacho de energia, e demais variáveis que envolvem o SIN. Logo, a análise se restringiu a um perfil simplificado de consumo e às diversas respostas do sistema ante a diferentes cenários de nível de reservatório, regimes de chuva e irradiação solar.

A maioria das simulações foi feita em MATLAB[®], sendo somente alguns dados organizados fora do programa. Um arquivo externo de banco de dados, chamado no programa principal de dimensionamento e análise, reúne as informações base para a modelagem. Todos os códigos concebidos para o desenvolvimento do projeto encontram-se nos Anexos A e B.

3.1 CÁLCULOS DE DIMENSIONAMENTO

Feito o equacionamento e o levantamento do perfil da usina, partiu-se para a etapa de dimensionamento do sistema. Aqui foram delimitadas premissas e condições da usina em questão, assim como do próprio sistema dimensionado.

3.1.1 Condições e delimitações para o cálculo

Considerou-se o reservatório superior da usina como função dependente da vazão natural do rio, da vazão turbinada pela usina e revertida em energia elétrica, da vazão vertida, e ainda da vazão bombeada do reservatório inferior via sistema de bombas alimentado pela

energia fotovoltaica. Vale salientar que o reservatório inferior foi considerado constante para o dimensionamento do sistema, ou seja, o nível líquido da coluna d'água é somente dependente do nível bruto a montante da usina e das perdas de carga hídrica, quando aplicável.

Apesar da modelagem proposta em Glasnovic e Margeta (2009) considerar fatores como o volume de água acrescido pela chuva, e o volume decrescido por processos de evaporação e infiltração, foram utilizadas as vazões de água simplificadas contidas no histórico de operações de ONS (2018), que já englobam todos esses dados.

A Tabela 1 apresenta quais dados prévios foram utilizados para o dimensionamento do sistema, suas respectivas fontes e características de escala de tempo e unidades utilizadas. As matrizes de dados utilizadas para o desenvolvimento dos cálculos e análises estão apresentadas no Anexo A.

Tabela 1: Dados utilizados para o dimensionamento do sistema.

Dados	Escala de tempo	Unidade	Fonte
Energia Gerada	dia	(<i>GWh</i>)	(ONS, 2018)
Vazão afluente	dia	(m^3/s)	
Vazão turbinada	dia	(m^3/s)	
Vazão vertida	dia	(m^3/s)	
Nível do reservatório a montante	dia	(<i>m</i>)	
Capacidade instalada	-	(<i>MW</i>)	
Irradiação solar	mês	($Wh/m^2 \cdot dia$)	(PEREIRA <i>et al.</i> , 2017)

Como a relação entre volume e nível do reservatório superior não é linear, foi feito um banco relacionando dados históricos de volume e nível. Quando se faz necessária a relação entre nível e volume, é feita uma interpolação desses dados no próprio *software*, buscando uma relação se não exata, aproximada entre essas duas grandezas.

3.1.2 Dimensionamento do sistema

O maior fator delimitante de um sistema como o proposto são as instalações referentes ao bombeamento, a saber, condutos, máquinas e até mesmo possíveis escavações que se façam necessárias e a área disponível para o SFV.

Assim, tomou-se como premissa que a capacidade de bombeamento do sistema fosse equivalente a aproximadamente 25% do engolimento de um grupo gerador, prevendo um sistema composto por 6 bombas, cada qual com um conduto de 2 m de diâmetro, e aproximadamente 220 m de comprimento, mesma distância projetada para os dutos da usina,

usando uma delimitação máxima de 4 m/s de velocidade do fluido no duto para diminuir as perdas hídricas durante o bombeamento.

Lembrando que pela velocidade de escoamento do fluido e a seção transversal do conduto, obtém-se a vazão, ao considerar todos os condutos envolvidos no sistema de bombeamento, encontra-se um $Q_{\text{bombas}} = 75,4 \text{ m}^3/\text{s}$, a partir desses limites de operação e instalação, utilizando a Equação (2), chegou-se a um valor médio de potência disponível no reservatório.

Considerando os valores de cota do reservatório superior ao longo do ano, e a cota do reservatório inferior constante, e a perda de carga hídrica $H_F = 1,42 \text{ m}$, calculada a partir dos dados do sistema hidráulico, encontrou-se uma potência de saída do sistema de bombeamento $P_{H(\text{bruta})} = 91,11 \text{ MW}$.

Ao calcular a energia consumida pelas bombas, considera-se o tempo durante o qual as bombas funcionarão. Como a irradiância típica de um dia é uma curva variante no tempo, assim também seria a energia gerada pelo SFV. Para simplificação dos cálculos, considerou-se o tempo como as horas de sol pleno, ou seja, o número de horas em um dia que seria equivalente a uma irradiância constante de 1.000 W/m^2 . Ou seja, considera-se que as bombas funcionarão à plena carga pelo período de tempo equivalente às horas de sol pleno.

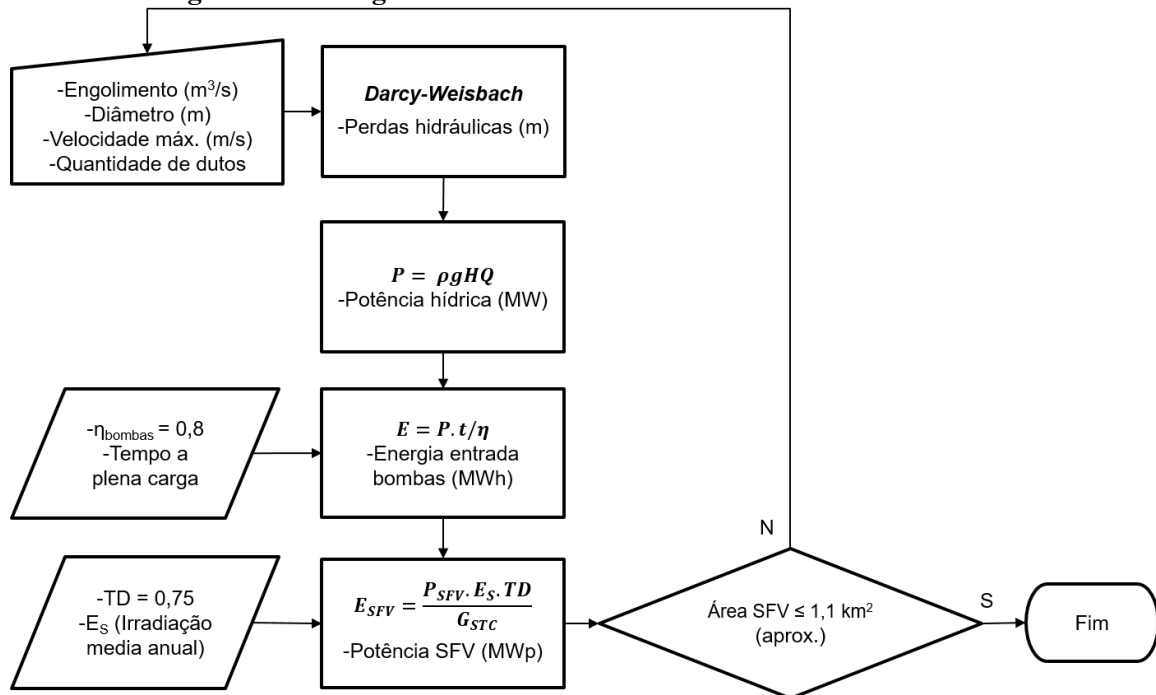
As bombas não foram calculadas considerando valores comerciais de rendimento e suas variações conforme se altera a coluna d'água e a vazão bombeada, mas levando em conta um rendimento médio η_{MP} de 80% (VOITH, 2014).

Considerando o tempo de funcionamento e a vazão que será bombeada, a partir da Equação (3), considerando um tempo equivalente às horas de sol pleno, para encontrar o volume bombeado de água, chega-se a um valor de energia entregue pelas bombas. Ao dividir esse valor pelo rendimento, como na Equação (11), encontra-se a energia de entrada das bombas de 532 MWh/dia.

Com base na Equação (12) e no valor de energia requerido pelo sistema de bombeamento, utilizando valores de taxa de desempenho de 0,75, considerados conservadores se comparados aos municípios da região sudeste do estado (ANGELO; TIEPOLO, 2018), e a média anual de irradiação solar no plano inclinado (PEREIRA *et al.*, 2017), encontrou-se a potência instalada do SFV $P_{FV} = 152 \text{ MWp}$.

A Figura 13 traz um fluxograma que ilustra os passos utilizados para os cálculos de dimensionamento e os limites de entrada e saída impostos para o problema, como o texto desse capítulo já descreve.

Figura 13: Fluxograma dos cálculos de dimensionamento do sistema.



Tomou-se como premissa que a instalação do sistema seja feita nas condições ideais de geração, com azimute do sistema direcionado ao norte geográfico, inclinação dos painéis igual à latitude do local, considerando que o sistema não sofra ações de sombreamento ao longo do dia.

Os dados de irradiação foram retirados do banco de dados em Pereira *et al.* (2017) tomando como localização a coordenada mais próxima do reservatório da usina, nesse caso 26,005° de latitude sul e 51,649° de longitude oeste.

3.1.3 Disposições gerais do sistema

A Tabela 2 apresenta as premissas iniciais do problema, usados como base para cálculos, e os parâmetros dimensionados.

Como existe necessidade de que as bombas sejam instaladas abaixo do nível do reservatório inferior, seria necessário um considerável investimento em infra estrutura para que fossem feitas as adaptações necessárias para adicionar um sistema de bombeamento na usina Foz do Areia.

Seria necessário um estudo técnico e econômico do melhor local no aspecto de integração com a usina e no aspecto econômico, avaliando investimentos de infra estrutura e de modificação da usina atual e arredores, assim como novas escavações para os condutos, para

Tabela 2: Parâmetros de entrada e valores dimensionados para o sistema.

Parâmetro	Valor	Unidade
Velocidade máxima do escoamento	4,0	<i>m/s</i>
Diâmetro do conduto (concreto)	2,0	<i>m</i>
Vazão máxima no conduto	12,566	<i>m³/s</i>
Potência de saída/Máquina	15,186	<i>MW</i>
Número de máquinas	6	-
Rendimento das bombas	0,8	-
Energia Requerida/ dia	532	<i>MWh/dia</i>
Taxa de desempenho	0,750	-
Irradiação diária - média anual	4,672	<i>kWh/m²·dia</i>
Produtividade - média diária anual	3,504	<i>kWh/kWp</i>
Potência instalada - SFV	152	<i>MWp</i>
Rendimento do gerador	0,942	-

as unidades de bombeamento, e o acesso a essas instalações.

A disposição dos painéis fotovoltaicos seria sobre a superfície do reservatório, em módulos flutuantes, afim de não comprometer um grande terreno ao redor da usina.

Um SFV instalado sobre a superfície da água é composto por suportes flutuantes, geralmente feitos de polietileno de média densidade, o que proporciona estabilidade e fluabilidade, por um sistema de ancoragem, que impede a rotação e locomoção dos painéis sobre a superfície da água e o próprio sistema FV (MITTAL *et al.*, 2017). Para esse estudo, desconsidera-se questões de oscilação de ancoragem do sistema flutuante, adotando orientação voltada ao norte e inclinação na latitude do local.

Além da conservação das terras ao redor da usina, encontra-se entre as vantagens desse tipo de instalação uma maior eficiência, devido a amenização da temperatura nos painéis, e conseqüentemente menos perdas, uma diminuição nos índices de evaporação do reservatório e uma amenização nas perdas por poeira e sujidades (MITTAL *et al.*, 2017).

Apesar do melhor desempenho de SFV flutuantes na água, devido a um maior arrefecimento dos painéis, e conseqüentemente a menores perdas causadas pela temperatura (MITTAL *et al.*, 2017), não foi considerado essa otimização nos cálculos de análise e dimensionamento.

Deve-se considerar também os aspectos negativos, como o elevado preço desses suportes flutuantes e de sua instalação, se comparado com sistemas montados no solo, e ainda os entraves e desafios de uma manutenção periódica em sistemas desse tipo (MITTAL *et al.*, 2017).

Tratando-se de um sistema flutuante, ainda deve-se considerar que a área instalada no reservatório deve condizer com a área alagada disponível nas situações de cota mínima, afim de que haja a garantia de que o sistema se adéqua ao reservatório durante todos os períodos do ano.

3.2 CÁLCULOS DE ANÁLISE

Para a análise do sistema, tomou-se os valores dimensionados, submetendo-os a condições previamente estabelecidas, baseadas em situações históricas e modelagens feitas a partir desses dados.

3.2.1 Condições e delimitações para o cálculo

Para as duas condições analisadas, um cenário de ano mais seco, e outro com uma suposição de chuvas acima da média, foram propostas simplificações afim de modelar os dados de entrada de vazão e irradiação solar.

As variações de rendimento das bombas conforme as variações na carga foram desprezadas. A irradiação solar propõe uma energia disponível diária, o que implica em um volume bombeado. Para cada situação analisada, foi imposto um limite de inserção de água no reservatório. Com base em dados históricos de vertimento e delimitando uma cota do reservatório de 742 m, restringe-se a alimentação de bombas pelo SFV, nesse caso, injetando a energia diretamente na rede.

Na primeira situação, onde foi considerado um ano base mais seco, utilizou-se os dados de vazão afluyente em ONS (2018) do ano de 2017. Foi tomada como referência de vazão a média histórica apresentada em estudo proposto por LACTEC (2009). Nessa análise, as vazões anuais maiores que a média histórica caracterizaram um ano mais úmido. De maneira análoga, as vazões menores que a média histórica caracterizam anos mais secos.

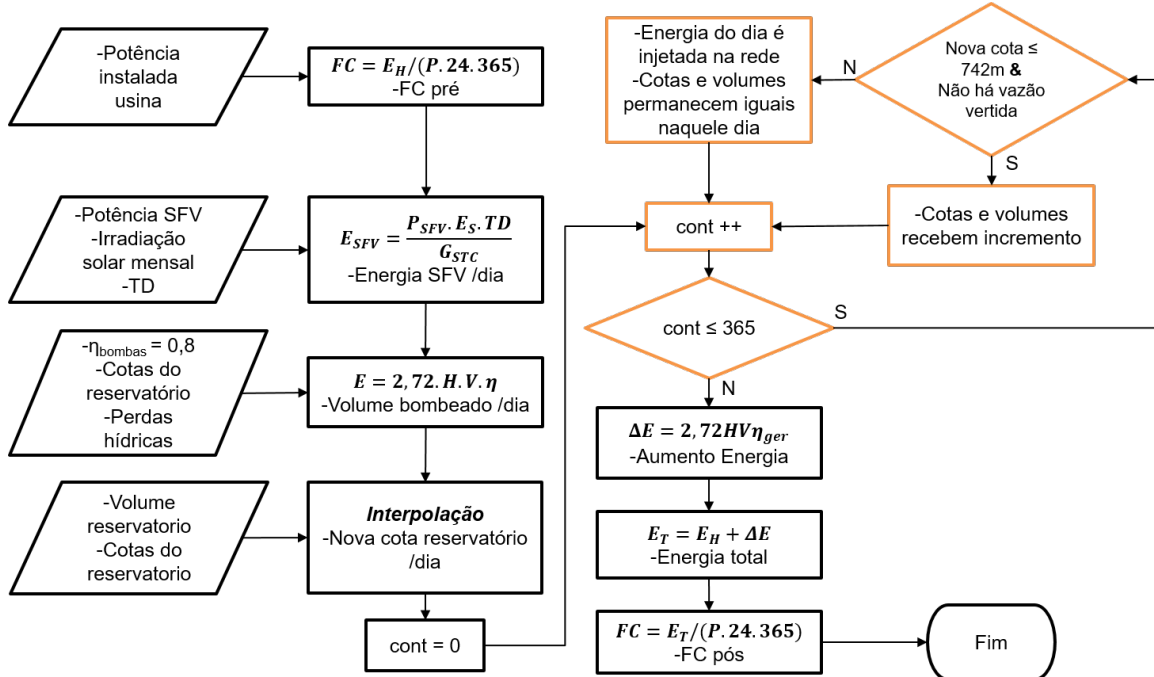
Obtendo um valor de energia solar gerada a partir dos valores de irradiação mensal no plano inclinado, foi considerado o rendimento das máquinas, e chegou-se a um volume bombeado para o reservatório. Considerou-se que todo esse volume adicional levado ao reservatório foi turbinado e convertido em energia, considerando um rendimento constante para os geradores e simplificando qualquer questão de despacho, dando prioridade de geração à usina em questão, para fins de análise do sistema.

De maneira análoga, para o cenário de ano com chuvas acima da média, e

consequentemente vazão acima da média, foi escolhido o ano base de 2014, segundo os dados de ONS (2018).

A Figura 14 traz um fluxograma dos passos para o cálculo de análise, e detalhes dos julgamentos de condições limite para o bombeamento, ou não, de água para o reservatório superior.

Figura 14: Fluxograma dos cálculos de análise do sistema.



Os cálculos que levaram aos resultados, assim como o tratamento e análise dos valores foi feito com o auxílio do MATLAB[®] e planilhas para a confecção de alguns gráficos. Os códigos desenvolvidos para esse projeto estão no Anexo B.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Essa seção apresenta as respostas de simulação para cada cenário analisado, trazendo consigo discussões e comentários pertinentes, assim como colocações, comparações e impactos de fatores específicos nos resultados.

Além do empreendimento de escavações e adaptações da configuração atual da usina, deve-se levar em consideração a superfície do reservatório que seria utilizada. Considerando valores aproximados de mercado para painéis fotovoltaicos policristalinos de 350 Wp (CANADIAN SOLAR, 2018), com uma superfície média de 5,56 m² por 1 kWp e pensando em um aumento de 30% da superfície para uma instalação inclinada dos módulos, o que gera um espaçamento maior afim de evitar sombreamentos, chega-se a uma superfície de aproximadamente 1,1 km², o que equivale, de maneira aproximada, à área destacada na Figura 15.

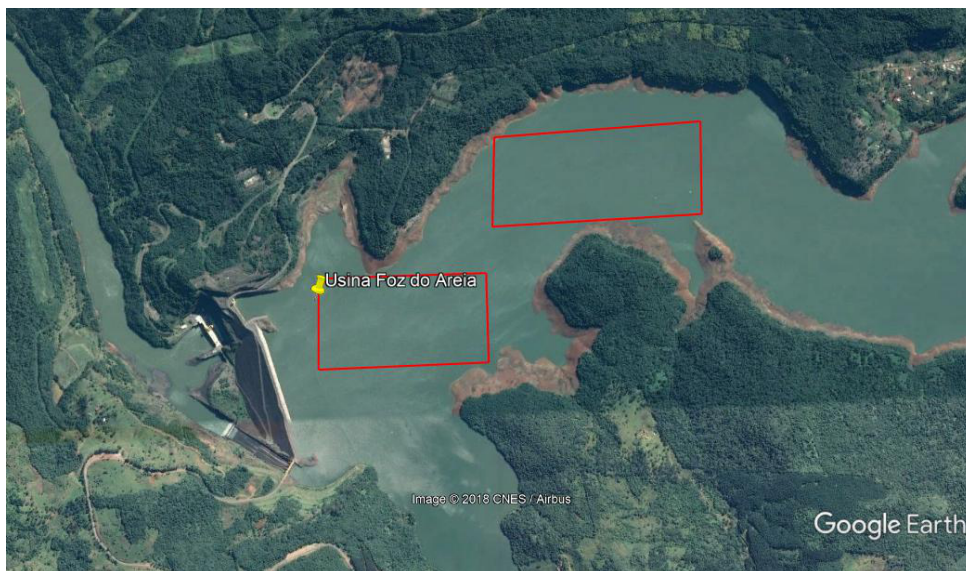


Figura 15: Superfície equivalente necessária para a instalação dos painéis FV.

A ilustração não especifica o local de instalação do sistema, apenas traz uma noção espacial da superfície necessária para a instalação do SFV. As duas áreas destacadas em vermelho, somadas, correspondem aproximadamente à superfície de 1,1 km².

Os valores de energia gerada e consequentemente de fator de capacidade obtidos nos dois cenários estão registrados na Tabela 3.

Tabela 3: Comparação dos resultados

Parâmetros	Cenário 1 - 2017	Cenário 2 - 2014
FC _{pre}	0,3244	0,4447
FC _{pos}	0,3341	0,4540
Δ FC	0,0097	0,0093
Δ Energia (SFV-Bombas)	142,57 GWh	136,82 GWh
Δ Energia (SFV-Rede)	3,18 GWh	11,97 GWh
Δ Energia (Total)	145,76 GWh	148,80 GWh
Δ Energia média/dia	398,24 MWh	403,57 MWh

O aumento de energia gerada devido ao adicional de água no reservatório foi equivalente a 142,57 GWh para o ano de 2017. Considerando que nos períodos onde houve vertimento do reservatório, ou que a cota estava próxima ao limite de 742 m não houve bombeamento de água com o sistema, mas foi considerado que a energia fotovoltaica gerada foi injetada diretamente na rede, gerando um adicional de 3,18 GWh/ano nesse caso.

Para o ano de 2014 também houveram dias simulados em que não cabia o bombeamento de água, por motivos de limite da cota, incorrendo inclusive em uma quantidade maior de energia que foi injetada diretamente na rede. Para esse caso a energia adicional anual gerada a partir do excedente bombeado para o reservatório foi de 136,82 GWh, enquanto a energia injetada diretamente na rede foi de 11,97 GWh.

É possível perceber um leve aumento de aproximadamente 0,01 no FC para as duas situações. Ao analisar o resultado, percebe-se que durante o ano mais seco (2017) o aumento no FC é um pouco mais expressivo se comparado ao ano de 2014, o que é devido a níveis mais baixos no reservatório, implicando em um maior volume de água bombeado pelo sistema.

Em contrapartida, durante o ano com maior vazão afluyente (2014), existem mais situações de restrição do reservatório, o que implica em menos volume de água bombeado, e em um maior redirecionamento da energia solar gerada direto para a rede.

Considerando as perdas hídricas e as perdas do sistema de bombeamento, fica claro que quando a energia é injetada diretamente na rede, o sistema possui um maior rendimento. É isso que determina a diferença nos resultados do segundo cenário analisado em relação ao primeiro.

A irradiação solar é a mesma nas duas situações. No entanto, por bombear um menor volume de água para o reservatório, o segundo cenário injeta mais energia diretamente na rede, o que proporciona um valor total de energia gerada maior que o da primeira situação.

Olhando agora para os fatores de capacidade mês a mês, confirma-se a relação direta

entre os desvios de FC e a irradiação solar mensal, percebendo-se uma contribuição inversa da vazão afluente, como mostra a Figura 16.

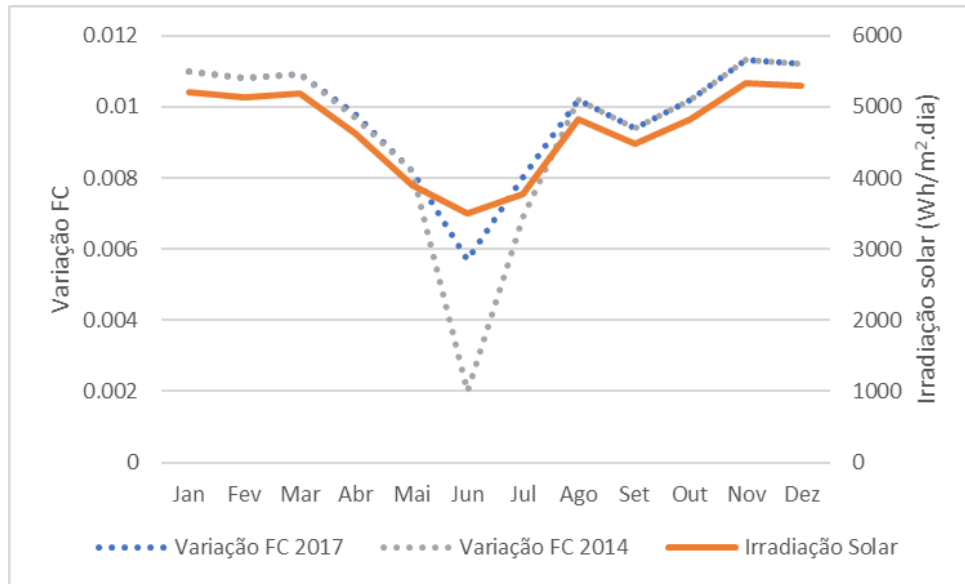


Figura 16: Relação entre o aumento de FC mensal e a irradiação solar.

Analisando os valores de desvio de FC ao longo dos meses apresentados na Tabela 4 fica claro que nos meses onde não há vertimento de água no reservatório e a cota não ultrapassa o limite superior, as variações de fator de capacidade são iguais para os dois cenários.

Tabela 4: Aumento dos FC mês a mês para os dois cenários analisados.

	Cenário 1 - 2017			Cenário 2 - 2014		
	FC pre	FC pos	ΔFC	FC pre	FC pos	ΔFC
Jan	0,4932	0,5042	0,0110	0,4130	0,4240	0,0110
Fev	0,5034	0,5142	0,0108	0,4519	0,4627	0,0108
Mar	0,3729	0,3838	0,0109	0,3489	0,3598	0,0109
Abr	0,2030	0,2128	0,0098	0,3472	0,3570	0,0097
Mai	0,0642	0,0724	0,0082	0,1965	0,2047	0,0082
Jun	0,3895	0,3951	0,0057	0,5892	0,5912	0,0020
Jul	0,4908	0,4988	0,0080	0,5798	0,5868	0,0069
Ago	0,3208	0,3310	0,0102	0,4427	0,4529	0,0102
Set	0,2014	0,2108	0,0094	0,5826	0,5920	0,0094
Out	0,2109	0,2211	0,0102	0,5550	0,5652	0,0102
Nov	0,3431	0,3543	0,0113	0,5486	0,5599	0,0113
Dez	0,3120	0,3231	0,0112	0,2911	0,3023	0,0112

Mesmo considerando uma situação onde o SFV não bombeia nenhum volume de água para o reservatório, mas injeta toda a energia gerada diretamente na rede durante o período de um ano, se fosse computado esse aumento de energia gerada pelo SFVCR no FC da usina, ainda assim não seria possível observar um acréscimo no FC maior que 0,0132 durante esse período,

o que equivaleria a uma energia gerada de 194,16 GWh ao ano, ou seja aproximadamente 532 MWh/dia.

Por mais que a injeção direta de energia na rede se caracterize como um sistema mais eficiente, onde há um índice menor de perdas, existe a possibilidade de armazenamento de energia na configuração de usina reversível.

Dependendo do perfil de demanda em questão, do tamanho do sistema fotovoltaico, da situação de vazão nos reservatórios a jusante da usina e das próprias características de estabilidade da rede, o SFV acoplado à usina reversível pode ser mais vantajoso que o SFV conectado à rede diretamente, ou vice versa.

É necessário que se faça um levantamento prévio das necessidades da usina e da região em questão para que se analise a viabilidade de um maior investimento na reversibilidade da usina através do sistema híbrido, ou a instalação de sistemas puramente conectados à rede.

Nesse trabalho, as análises foram feitas considerando uma mistura das duas possibilidades. Dependendo da cota do reservatório superior e da situação de vertimento da usina, existe a opção de bombear água para o reservatório superior através da energia gerada pelo SFV, ou injetar diretamente essa energia na rede.

Salienta-se que no caso do SFVCR, dependendo do tamanho do sistema e da proporção de energia que é injetada pela usina FV podem surgir problemas de estabilidade no sistema (YUE; WANG, 2016), além das perdas de energia gerada que podem ocorrer devido a uma geração que é superior à demanda instantânea do sistema, sem que haja a possibilidade de armazenamento de energia.

Alterações nas premissas iniciais que podem alterar os resultados obtidos foram analisadas qualitativamente, sem necessariamente novas simulações e dimensionamentos. Uma possibilidade é o uso de dutos de maior diâmetro para a mesma vazão de água bombeada, o que implicaria em um número menor de máquinas e menos perdas hídricas no sistema, embora implicasse em um maior investimento nas estruturas hidráulicas, devido a escavações, e à infraestrutura necessária para empreendimentos de maior porte.

Outra possibilidade de alteração é o reaproveitamento de um dos condutos forçados da usina que hoje não são utilizados. Segundo COPEL (1995), durante a sua concepção e projeto, pensou-se em uma usina que poderia expandir sua potência instalada. Apesar do cenário atual contar com 4 unidades geradoras, existem estruturas construídas para a instalação de mais 2 unidades, totalizando 6 condutos forçados já construídos.

Analisando hoje os níveis do reservatório e o fator de capacidade atual da usina,

questiona-se a necessidade de mais unidades geradoras, que implicariam em um maior engolimento de água e traria complicações à manutenção dos níveis de reservatório.

Adaptando o dimensionamento do problema para o diâmetro de projeto dos condutos forçados, a saber 7 m, seria possível ter a mesma vazão de água bombeada, ou até valores maiores com apenas uma máquina, a velocidades não tão altas, que resultariam em menos perdas de carga hídrica, o que poderia diminuir ligeiramente o tamanho do SFV.

O aumento da proporção de água bombeada novamente para o reservatório superior seria possível nessa situação, devido ao grande diâmetro do conduto, lembrando que ainda existem limitações da superfície do reservatório para a instalação dos painéis, não necessariamente por questões físicas de alocação do sistema, mas pela viabilidade de um SFV flutuante tão grande.

Vale ainda considerar que o aproveitamento dessas estruturas já construídas da usina pode ser feito com um viés de aumento da potência instalada da usina, substituindo as bombas aqui propostas por bombas-turbina.

Como já foi mencionado anteriormente, não é escopo desse trabalho análises de cunho técnico e econômico de todas as possibilidades aqui consideradas, sendo feitas somente análises sob um ponto de vista energético, sem considerar demais aspectos de comercialização de energia e de integração do SIN.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho de conclusão de curso apresentou o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede e também a um grupo de bombas com o intuito de aumentar o fator de capacidade de uma usina através da reversibilidade, tendo a possibilidade de injetar energia diretamente na rede, quando não fosse possível realimentar o reservatório da usina. Também foi apresentada uma análise dos resultados tomando como premissa dois cenários diferentes.

O dimensionamento do sistema a partir de equacionamentos simples de energia e potência trouxe valores concretos a uma ideia. Foi possível entender a dimensão requerida de um SFV para que seja possível a aplicação da reversibilidade em usinas hidrelétricas já construídas.

Uma breve revisão sobre SFV flutuantes trouxe elucidações a respeito de melhorias na eficiência, embora essas não tenham sido consideradas em cálculos de dimensionamento ou análise, e de vantagens e dificuldades referentes a esse tipo de sistema.

Através de análises de cenários reais, percebeu-se a contribuição energética do SFV acoplado ao grupo de bombas para o fator de capacidade da usina, percebendo quão árdua é a tarefa de elevar tais índices. Mesmo se tratando de uma usina fotovoltaica de mais de 150 MWp, seu impacto energético diluído na geração anual da usina Foz do Areia não é tão expressivo.

Ainda considerou-se a possibilidade de um SFV puramente conectado à rede, e o leve aumento no rendimento que tal configuração conferia ao sistema quando comparado com o desempenho da usina reversível, apesar de não possibilitar o armazenamento de energia. Sendo esse último uma peça importante no gerenciamento de demanda e da própria estabilidade da rede.

O estudo do aumento do fator de capacidade e da contribuição energética da geração híbrida, aliando um sistema fotovoltaico a uma usina hidrelétrica através da reversibilidade, além de delinear as conclusões supracitadas, também expandiu o horizonte de questões a serem respondidas e pontos a serem incluídos na modelagem do problema.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Por se tratar de uma questão que concerne mais de uma área, existe mais de uma linha que pode dar sequência a esse trabalho. Alguns aspectos, por exemplo, não foram incluídos na modelagem do dimensionamento e da análise por não apresentarem um banco de dados de fácil acesso, ou com dados históricos registrados, como é o caso da relação das cotas do reservatório de Foz do Areia e de União da Vitória, a montante da usina. A consideração dessa limitação, assim como a especificação técnica de outras perdas do sistema pode levar a uma modelagem mais precisa tanto da energia gerada, como das premissas de bombeamento, ou não, para o reservatório superior.

De maneira análoga, outra linha que pode dar continuidade a esse trabalho é a análise do impacto que grandes volumes de água bombeados para o reservatório superior da usina podem causar nos reservatórios a jusante.

Sob uma outra perspectiva, é possível trazer uma nova análise da situação do ponto de vista da estabilidade do sistema e os impactos que o armazenamento da energia fotovoltaica traz para instabilidades transitórias comuns a esse tipo de sistema.

Além das sugestões mencionadas pode-se também fazer a análise de outras usinas em outras regiões do Brasil, que provavelmente trarão outras características climáticas, desafios de projeto e abordagens do mesmo problema.

REFERÊNCIAS

- ANGELO, M. B.; TIEPOLO, G. M. Estimação da taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede em diferentes mesorregiões do estado do paraná. In: **Anais VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**. 2018. [Online; acessado em 17-Maio-2018]. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/index>>.
- ANZALCHI, A.; SUNDARARAJAN, A.; MOGHADASI, A.; SARWAT, A. Power quality and voltage profile analyses of high penetration grid-tied photovoltaics: A case study. In: **Industry Applications Society Annual Meeting, 2017 IEEE**. 2017. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8101854/>>.
- CANADIAN SOLAR. **Canadian Solar MAXPOWER CS6U-340/345/350 High Efficiency Poly Module**. 2018. [Online; acessado em 20-Maio-2018]. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/en/new/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower_CS6U-P_en.pdf>.
- CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no brasil e no mundo: aplica o e perspectivas. **Revista Eletr nica em Gestão, Educa o e Tecnologia Ambiental**, v. 19, p. 1230–1249, 2015. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://periodicos.ufsm.br/reget/article/viewFile/16002/pdf>>.
- CHENG, D.; MATHER, B. A.; SEGUIN, R.; HAMBRICK, J.; BROADWATER, R. P. Photovoltaic (PV) impact assessment for very high penetration levels. **IEEE Journal of Phtovoltaics**, v. 6, p. 295–300, 2016. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7298362/>>.
- COPEL. **Usina Hidrelétrica Foz do Areia. Rio Iguaçu, Paraná, Brasil**: Memória técnica. Curitiba: COPEL, 1995.
- DATTA, M.; SENJYU, T.; YONA, A.; FUNABASHI, T. Fuzzy control of mw-class pv generation to reduce frequency and tie-line power fluctuations in three control area power system. Taipei, Taiwan, p. 2440–2447, junho 2015. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6007579/>>.
- EPE. Nota Técnica DEA 13/15, **Demanda de Energia 2050**. fevereiro 2016. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>.
- GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. The features of sustainable solar hydroelectric power plant. **Renewable Energy**, v. 34, p. 1742–1751, 2009. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109000020>>.
- GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. Sustainable electric power system: Is it possible? case study: Croatia. **Journal of Energy Engineering**, v. 136, n. 4,

p. 103–113, 2010. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/%28ASCE%29EY.1943-7897.0000027>>.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. Hybrid res-hep systems development. **Water Resour Manage**, v. 25, p. 2219–2239, 2011. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1007/s11269-011-9803-4>>.

GULLIVER, J. S.; ARNDT, R. E. A. **Hydropower Engineering Handbook**. McGraw-Hill, 1991.

INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P.; BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S. **Fundamentals of Heat and Mass Transfer**. 6ª ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2006.

KUMAR, A.; SCHEI, T.; Caceres Rodriguez, A. A. R.; DEVERNAY, J.-M.; FREITAS, M.; HALL, D.; KILLINGTVEIT, .; LIU, Z. **Hydropower**. Cambridge: Cambridge University Press, 2011.

LACTEC. Plano ambiental de conservação e uso do entorno de reservatório artificial - uhe governador bento munhoz da rocha neto. 2009. [Online; acessado em 11-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.iap.pr.gov.br/>>.

MIRANDA, M. M. de. **Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. 2012. Dissertação (Mestrado) — USP, 2012. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18139/tde-22012013-112737/pt-br.php>>.

MITTAL, D.; SAXENA, B. K.; RAO, K. V. S. Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at kota in rajasthan. In: **2017 International Conference on Circuit ,Power and Computing Technologies (ICCPCT)**. 2017. [Online; acessado em 22-Maio-2018]. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8074182/>>.

MME. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/manual-de-inventario-hidroeletrico-de-bacias-hidrograficas>>.

MME. **Matrizes Elétricas Estaduais**: Ano de referência: 2015. Ministério de Minas e Energia, novembro 2016. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

MME. **Capacidade Instalada Geração Elétrica**: Brasil e mundo (2016). Ministério de Minas e Energia, maio 2017. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

MME. **Energia Eólica no Brasil e no Mundo**: Ano de referência: 2016. Ministério de Minas e Energia, outubro 2017. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

MME. **Energia Solar no Brasil e no Mundo**: Ano de referência: 2016. Ministério de Minas e Energia, outubro 2017. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

MME. **Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2016**. Ministério de Minas e Energia, junho 2017. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia, dezembro 2017. [Online; acessado em 18-Maio-2018]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

ONS. Cadastro de informações operacionais hidráulicas das bacias da região hidrográfica do paraná - bacia do rio iguaçu. **Manual de Procedimentos da Operação**, novembro 2017. [Online; acessado em 11-Maio-2018]. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.

ONS. Controle dos reservatórios da região hidrográfica do paraná - bacia do rio iguaçu. **Manual de Procedimentos da Operação**, novembro 2017. [Online; acessado em 11-Maio-2018]. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.

ONS. **Histórico da Operação**. 2018. [Online; acessado em 30-Março-2018]. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2^a ed. São José dos Campos: INPE, 2017. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>.

QUASCHNING, V. **Renewable Energy and Climate Change**. John Wiley & Sons, 2010.

SILVA, R. C. da; NETO, I. de M.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328–341, 2016. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000290>>.

SOITO, J. L. da S.; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 3165–3177, 2011. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111001432>>.

SOUZA, A. C. C. de. Assessment and statistics of brazilian hydroelectric power plants: Dam areas versus installed and firm power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 1843–1863, 2008. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032107000536>>.

TAGARE, D. M. **Electricity Power Generation: The changing dimensions**. John Wiley & Sons, 2011.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados  rede no estado do Paraná**. março 2015. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, março 2015. [Online; acessado em 16-Maio-2018]. Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/producao-cientifica/>>.

TIEPOLO, G. M.; CANCEGLIERI JR, O.; URBANETZ JR, J. Analysis of the electricity generation potential by solar photovoltaic source in the state of paraná – brazil. **Chemical Engineering Transactions**, v. 35, p. 601–606, 2013. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.aidic.it/cet/13/35/100.pdf>>.

TIEPOLO, G. M.; URBANETZ JR, J.; CANCEGLIERI JR, O.; VIANA, T. Photovoltaic generation potential of paraná state, brazil – a comparative analysis with european countries. **Energy Procedia**, v. 57, p. 725–734, 2014. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214015951>>.

VENNEMANN, P.; THIEL, L.; FUNKE, H.-C. Pumped storage plants in the future power supply system. **VGB PowerTech**, v. 90, p. 44–49, janeiro 2010. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://vennemann-online.de/papers/Vennemann2010.pdf>>.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicaes**. São Paulo: Érica, 2012.

VOITH. **Multifunctional Power Plant Pumped storage**. 2014. [Online; acessado em 20-Maio-2018]. Disponível em: <https://voith.com/corp-en/VH_Product_Flyer_Multifunctional-Pumped-Storage-Plants_14_vvk_t3400e_en.pdf>.

YUE, M.; WANG, X. Assessing cloud transient impacts on grid with solar and battery energy systems. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, p. 295–300, 2016. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6744946/>>.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F. A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. **Companhia Energética de São Paulo**, 2014. [Online; acessado em 20-Novembro-2017]. Disponível em: <<http://www.eletronorte.gov.br/openccms/openccms/seminarioTecnico/artigos.html>>.

ANEXO A -- DADOS UTILIZADOS NA MODELAGEM EM MATLAB

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%\\GABRIELA R. WEIGERT - TCC\\
%////PRODUCAO HIBRIDA DE ENERGIA: ESTUDO DO AUMENTO DO FATOR DE////
%\\CAPACIDADE DE USINA HIDRELETRICA ATRAVES DE SFV\\
%////- GRAVACAO DOS DADOS -////
%\\

clear all;
close all;
clc;

%Dados historicos de vazao media mensal
Qnat = [572.4 ; 648.7 ; 602.3 ; 463.2 ; 578.4 ; 699.3 ; 729.4 ; ...
        600.8 ; 704.3 ; 854.9 ; 670.9 ; 563.4];

%Vazao turbinada (2017) em m3/s
Qturb = [214;0;1007;1007;104;0;449;335;787;631;58;698;981;717;987; ...
         957;0;192;736;0;836;457;307;101;947;672;1293;961;803;175;0; ...
         724;874;0;334;488;561;833;986;435;899;165;0;758;893;572;217; ...
         141;744;775;225;1;794;161;810;941;457;624;405;29;995;574;879; ...
         953;783;9;997;1047;207;615;439;71;730;114;1036;944;589;0;962; ...
         963;463;229;59;445;902;181;1156;894;5;180;262;577;662;532;58; ...
         432;962;1069;805;940;0;143;145;128;679;320;377;458;928;1306; ...
         977;964;638;142;0;886;772;24;593;608;249;1100;877;490;859; ...
         136;0;1012;760;716;620;682;836;831;569;256;839;151;491;777; ...
         489;672;139;175;718;1034;899;680;868;163;916;828;114;702;568; ...
         703;719;504;893;715;13;0;826;1050;620;685;116;716;774;393;972; ...
         707;0;264;119;735;643;700;0;345;779;951;934;745;0;409;909;270; ...
         635;356;420;748;830;1085;970;712;491;427;781;947;624;71;285; ...
         858;261;1292;844;82;569;465;67;981;664;275;594;552;638;1232; ...
         368;0;270;34;666;1023;381;354;567;245;587;1077;1017;624;371;0; ...
         892;1042;0;231;866;714;425;868;1162;671;43;0;756;1014;490;441; ...

```

```

148;780;147;611;1054;699;0;0;820;956;536;420;172;882;456;964;...
1018;733;12;0;928;337;605;108;635;887;6;1197;1100;759;403;0;...
396;983;599;0;664;786;0;1126;589;125;606;0;361;1002;661;407;...
704;917;0;1051;331;46;473;0;867;1002;355;341;725;198;129;931;...
599;787;498;140;779;1014;161;359;645;737;395;728;403;867;412;...
0;952;991;679;272;374;818;386;104;761;0;133;915;488;643;165;...
74;875;212;758;648;0;208;1003;284;658;141;583;969;0;1106;758;...
293;815;668;653];

```

%Cota do reservatorio em m (2017): dados usados para dimensionamento

```

H_res = [723;727;727;725;720;716;731;740;726;719;712;722;728;724;...
726;725;720;716;732;740;725;719;712;723;728;724;726;725;720;...
716;733;740;725;719;712;724;728;723;726;725;719;716;734;739;...
724;718;712;724;728;724;726;726;718;716;735;739;724;718;711;...
726;727;724;726;725;718;717;735;738;724;718;711;727;727;726;...
726;725;718;717;736;738;724;718;711;727;726;727;725;725;718;...
717;737;738;723;717;712;728;726;727;725;725;718;717;738;738;...
723;717;712;728;725;727;725;724;718;717;739;737;722;717;712;...
728;725;728;725;724;717;717;740;737;722;717;713;728;725;728;...
725;724;717;717;740;736;721;716;713;729;724;728;725;724;716;...
717;741;736;721;715;714;729;724;729;725;724;716;717;741;735;...
721;715;715;729;723;730;725;724;717;717;741;735;721;714;716;...
729;723;730;725;723;717;717;741;735;720;714;716;729;722;730;...
725;723;717;717;741;734;720;714;717;728;722;729;726;723;716;...
717;741;734;719;714;717;729;722;729;726;724;716;718;741;733;...
719;713;717;729;722;729;726;724;716;719;741;732;720;713;716;...
729;721;729;726;723;716;720;741;732;720;713;717;729;722;729;...
726;723;716;721;741;731;720;713;718;729;722;728;726;722;717;...
722;741;731;720;713;719;729;722;728;725;722;716;723;741;730;...
720;713;719;729;722;727;725;722;716;724;741;730;720;712;719;...
729;723;727;726;722;716;725;741;729;720;712;719;730;723;727;...
726;722;716;726;741;728;720;712;719;729;723;727;726;721;715;...
727;741;728;720;712;719;729;723;727;721;716;728;740;727;720;...
712;720;729;724;727;720;716;728;740;727;720;712;721;729;725;...
727;720;730;727;719;722];

```

%Cota do reserv. em m (2017): dados usados para analise do cenario 1

```

H_res1 = [723;727;727;725;720;716;731;740;726;719;712;722;728;724;...
726;725;720;716;732;740;725;719;712;723;728;724;726;725;720;...
716;733;740;725;719;712;724;728;723;726;725;719;716;734;739;...
724;718;712;724;728;724;726;726;718;716;735;739;724;718;711;...
726;727;724;726;725;718;717;735;738;724;718;711;727;727;726;...
726;725;718;717;736;738;724;718;711;727;726;727;725;725;718;...

```

```

717;737;738;723;717;712;728;726;727;725;725;718;717;738;738;...
723;717;712;728;725;727;725;724;718;717;739;737;722;717;712;...
728;725;728;725;724;717;717;740;737;722;717;713;728;725;728;...
725;724;717;717;740;736;721;716;713;729;724;728;725;724;716;...
717;741;736;721;715;714;729;724;729;725;724;716;717;741;735;...
721;715;715;729;723;730;725;724;717;717;741;735;721;714;716;...
729;723;730;725;723;717;717;741;735;720;714;716;729;722;730;...
725;723;717;717;741;734;720;714;717;728;722;729;726;723;716;...
717;741;734;719;714;717;729;722;729;726;724;716;718;741;733;...
719;713;717;729;722;729;726;724;716;719;741;732;720;713;716;...
729;721;729;726;723;716;720;741;732;720;713;717;729;722;729;...
726;723;716;721;741;731;720;713;718;729;722;728;726;722;717;...
722;741;731;720;713;719;729;722;728;725;722;716;723;741;730;...
720;713;719;729;722;727;725;722;716;724;741;730;720;712;719;...
729;723;727;726;722;716;725;741;729;720;712;719;730;723;727;...
726;722;716;726;741;728;720;712;719;729;723;727;726;721;715;...
727;741;728;720;712;719;729;723;727;721;716;728;740;727;720;...
712;720;729;724;727;720;716;728;740;727;720;712;721;729;725;...
727;720;730;727;719;722];

```

%Cota do reserv. em m (2014): dados usados para analise do cenario 2

```

H_res2 = [721;721;721;721;722;722;722;721;721;721;721;722;723;724;...
724;724;725;726;726;727;727;726;726;725;725;726;726;725;725;...
724;724;723;723;722;722;721;720;719;719;718;718;717;716;715;...
714;714;714;714;713;712;712;711;711;711;710;710;709;709;709;...
709;710;710;710;711;712;712;712;713;713;713;713;712;712;712;...
713;713;713;713;713;714;715;717;717;718;718;718;718;718;719;...
719;718;718;717;717;716;716;715;714;714;713;713;713;713;713;...
712;712;711;712;712;712;712;712;711;711;711;711;711;711;...
710;711;712;712;713;712;712;711;711;710;710;710;710;709;708;...
708;707;707;707;706;706;705;706;705;706;706;707;708;708;709;...
710;711;712;712;713;713;713;713;715;723;728;731;733;734;733;...
733;734;734;733;733;733;734;735;737;738;738;739;739;739;738;...
739;740;740;741;741;741;741;741;741;741;741;741;741;741;...
741;741;740;740;740;740;739;739;739;739;738;738;738;739;739;...
738;738;738;738;738;738;737;737;737;736;736;736;736;735;735;...
735;734;734;734;734;734;733;733;733;732;732;732;732;731;731;...
731;730;730;730;730;730;730;730;730;730;730;730;730;730;729;...
729;728;728;727;727;726;725;725;725;725;724;724;724;724;...
723;724;725;727;729;730;732;733;735;736;736;737;737;737;737;...
738;738;738;738;737;737;737;737;737;736;736;736;735;735;735;...
735;734;734;733;732;732;731;730;730;729;728;728;729;730;730;...
730;729;729;728;729;729;728;728;727;726;725;725;725;725;724;...

```



```

17;2;0;18;20;17;14;17;2;0;18;20;17;17;13;0;0;14;19;18;19;0;...
0;0;11;12;5;8;0;0;0;9;13;10;11;9;0;0;0;4;3;3;3;0;0;3;3;3;2;...
2;3;0;5;9;9;10;0;0;0;0;0;0;0;0;3;0;3;5;7;11;18;0;0;21;26;25;...
6;3;0;0;13;25;22;3;25;21;1;18;24;20;22;25;10;9;23;21;26;25;...
27;9;0;19;20;25;28;26;15;3;23;26;21;22;27;19;7;24;25;26;27;...
26;24;8;25;25;25;25;24;11;7;20;19;20;21;21;10;4;10;15;16;18;...
17;11;2;14;15;14;14;15;8;0;11;12;14;13;15;8;3;15;15;15;15;14;...
10;0;13;14;14;5;12;7;0;16;15;15;15;15;7;1;6;7;4;9;9;2;0;8;7;...
7;5;3;3;1;6;7;4;8;9;1;1;8;12;13;2;12;2;0;9;6;13;12;19;3;3;14;...
15;16;16;14;8;1;13;15;16;2;11;3;0;1;11;10;11;15;17;4;17;18;8;...
18;21;14;6;18;19;22;22;19;23;4;18;20;22;24;24;24;14;18;25;18;...
22;23;22;6;20;17;17;18;18;20;6;15;13;10;3;10;0;0;0;3;9;9;5;0;0];

```

```
%Energia gerada/dia em GWh (2014)
```

```

Eg_mes2 = [2;10;4;1;0;11;20;22;23;22;5;1;12;16;21;21;20;7;4;21;24;...
30;31;30;17;7;26;32;29;22;24;24;11;27;27;27;26;22;22;8;23;25;...
26;24;19;3;2;17;18;18;20;19;9;3;17;19;18;17;18;3;2;5;4;11;4;...
15;3;3;13;18;17;17;20;21;19;22;23;24;26;24;5;0;16;20;20;16;17;...
21;9;17;21;21;21;22;22;18;24;19;19;20;17;14;5;15;15;14;15;3;...
2;5;9;14;16;15;14;5;0;10;12;12;0;13;2;0;16;16;15;18;17;4;0;15;...
14;16;15;15;3;2;14;13;11;1;7;0;0;7;4;1;1;5;0;0;9;14;12;16;16;...
13;0;23;33;30;30;32;31;14;27;32;31;33;32;32;17;27;32;34;34;35;...
29;11;32;28;34;31;30;19;12;32;30;32;30;31;21;4;28;30;30;28;21;...
16;18;21;21;25;25;20;18;4;19;21;22;22;21;13;4;20;23;21;21;21;...
15;8;21;22;23;23;20;14;0;20;24;23;21;23;17;6;18;24;20;20;21;...
22;3;24;24;24;31;25;18;1;23;27;29;28;27;27;15;26;31;27;29;24;...
26;21;23;25;16;23;23;28;13;21;24;19;24;7;0;0;16;26;28;29;32;...
27;10;20;35;37;34;30;22;0;24;29;27;27;31;11;0;22;28;34;30;33;...
32;17;28;34;31;27;19;14;5;24;25;30;29;23;9;8;25;28;27;28;28;...
23;8;20;25;23;26;25;15;6;17;18;20;23;22;20;12;21;22;22;22;...
22;17;8;14;17;17;20;14;8;3;0;0;1;0;0;0;0;3;0;0];

```

```
%Irradiacao media anual em kWh/m2.dia
```

```
Es_anual = 4.672;
```

```
%Horas de sol pleno a 1000Wh/m2 em horas
```

```
horas_sol_pleno = Es_anual;
```

```
%Irradiacao media diaria por dia (em Wh/m2.dia)
```

```
%Cenario 1
```

```

Es_mes_1 = [5213*ones(31,1);5126*ones(28,1);5184*ones(31,1);...
4625*ones(30,1);3900*ones(31,1);3496*ones(30,1);...
3770*ones(31,1);4825*ones(31,1);4474*ones(30,1)];

```

```
4828*ones(31,1);5335*ones(30,1);5292*ones(31,1)];

%Cenario 2
Es_mes_2 = Es_mes_1;

%Irradiacao media diaria por mes (em Wh/m2.dia)
Es_12_meses = [5213;5126;5184;4625;3900;3496;3770;4825;...
4474;4828;5335;5292];

%Dados de cota, em m, para interpolacao com dados de volume
Htabela = [711;712;713;714;715;716;717;718;719;720;721;722;...
723;724;725;726;727;728;729;730;731;732;733;734;735;736;...
737;738;739;740;741];

%Dados de volume, em 10e6 m3, para interpolacao com dados de cota
V_Htabela = [1220;1281;1342;1525;1708;1830;1891;2013;2135;...
2318;2501;2684;2806;2928;3111;3294;3416;3599;3721;3843;...
4026;4209;4392;4575;4697;4941;5185;5307;5612;5673;6039];

save('dados.mat')
```

ANEXO B -- MODELAGEM EM MATLAB

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%\\GABRIELA R. WEIGERT - TCC\\
%////PRODUCAO HIBRIDA DE ENERGIA: ESTUDO DO AUMENTO DO FATOR DE////
%\\CAPACIDADE DE USINA HIDRELETRICA ATRAVES DE SFV\\
%////- DIMENSIONAMENTO E SIMULACAO -////
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clear all;
close all;
clc;

load('dados.mat') %Arquivo com os dados utilizados

%=====
%///// Inicio dos calculos de dimensionamento /////
%=====

%Parametros iniciais, constantes e valores base
%=====

g = 9.8; %aceleracao da gravidade
mu = 0.001002; %viscosidade da ua
rho = 998; %massa especifica da ua

P_max = 1676; %Potncia instalada da usina em MW
rend_ger = 0.942; %Rendimento de projeto do gerador da usina

taxa_desemp = 0.75; %Taxa de desempenho do SFV
P_modulo = 350; %Potencia nominal do painel FV especificado
area_modulo = 1.94432; %Area do painel FV especificado

rend_mp = 0.8; %Rendimento do sistema de motobombas

```

```

veloc_max = 4; %velocidade maxima de escoamento
e = 0.0008; %rugosidade (em m) do duto em concreto
D = 2; %Diametro do duto proposto (em m)
L = 217; %Extensao do duto (em m)
q_max = veloc_max*pi*D*D/4; %vazao max. a partir do valor de vel. max.
numero_bombas = 6; %definicao da quantidade de bombas

%Calculo da perda hidraulica:
Re = 4*q_max*rho/(pi*mu*D); %Entrada do eixo x: Diagrama de Moody
rugosidade_relativa = e/D; %Entrada das curvas: Diagrama de Moody
f = 0.016; %A partir do Diagrama de Moody (Saida no eixo Y a partir do
%ponto de intercessao entre curva e posicao no eixo x)
h_perdas = f*((L*veloc_max^2)/(2*g*D)); %Equacao de Darcy-Weisbach

%Considerando o numero de dutos, temos a vazao maxima total:
Q = numero_bombas*q_max;

%Dimensionamento do sistema de bombeamento
%=====

%Potencia do sistema de bombeamento (em MW):
Pout_bombas = rho*g*(H_res - H_inf + h_perdas)*Q/1000000;
%Potencia nominal das bombas (em MW):
Pout_nom_bombas = mean(Pout_bombas)/numero_bombas;
%Potencia requerida pelas bombas (em MW):
Pin_bombas = Pout_bombas/rend_mp;
%Media da potencia requerida pelas bombas (em MW):
Pin_bombas_medio = mean(Pin_bombas);

%Energia requerida pelas bombas por dia (em MWh):
Ein_bombas = horas_sol_pleno*Pin_bombas;
%Media da Energia requerida pelas bombas por dia (em MWh):
Ein_bombas_medio = mean(Ein_bombas);

%Dimensionamento do SFV
%=====

%Produtividade media anual (em kWh/kWp):
produtividade = Es_anual*taxa_desemp;
%Energia do SFV eh a energia requerida pelas bombas (em MWh):
E_SFV = Ein_bombas_medio;
%Relacionando Energia e produtividade, tem-se a Pot. instalada (em MWp)
P_inst = E_SFV/produtividade;

```



```

%Aproximacao da superficie do SFV (em km2):
superficie_inst = 1.3*area_modulo*P_inst/P_modulo;

%=====
%////////// Inicio dos Calculos de analise //////////
%=====

%Cenario 1: Qnat < Qnar_med
%=====

%FC do ano de 2017:
FC_1_pre = sum(Eg_mes1)*1000/(P_max*24*365);
%aumento da energia, com base na produtividade mensal (em MWh):
ene_hidr_1 = P_inst*(Es_mes_1/1000)*taxa_desemp;

%Inicializa as matrizes de Volume bombeado e Energia injetada na rede:
V_bomb1 = zeros(size(ene_hidr_1));
Ene_redel = zeros(size(ene_hidr_1));

for i=1:365
    %encontra o volume atual do reserv. por interpolacao (em 10e6 m3):
    Volume = pchip(Htabela,V_Htabela,H_res1(i));
    %volume bombeado (em 10e6 m3):
    vbomb = ene_hidr_1(i)*rend_mp/(2.72*...
        (H_res1(i) - H_inf(i) + h_perdas));
    %volume atual do reservatorio + volume bombeado (em 10e6 m3):
    novo_volume = Volume + vbomb;
    %encontra nova cota do reservatorio por interpolacao (em m):
    nova_cota = pchip(V_Htabela,Htabela,novo_volume);
    %Se a nova cota ultrapassa o limite, ou se o reserv. esta vertendo
    if(nova_cota < 742 && vazao_vertida_2017(i) == 0)
        %armazena o volume bombeado na matriz (em 10e6 m3):
        V_bomb1(i) = vbomb;
        %armazena nova cota do reservatorio (em m):
        H_res1(i) = nova_cota;
        %nao injeta energia na rede...
    else %do contrario
        %injeta energia na rede (em MWh):
        Ene_redel(i) = ene_hidr_1(i);
        %mantem o volume e cota original do reservatorio...
    end
end
end

```

```

%calcula aumento de energia gerada por dia, com base nos novos volume e
%cota do reservatorio (em MWh):
aum_ene_1 = 2.72*(H_res1 - H_inf).*V_bomb1*1000000*rend_ger/(1000000);
%Energia total produzida por dia pela usina hidreletrica (em MWh):
energia_total_1 = Eg_mes1*1000 + aum_ene_1;

%FC do sistema apos as modificacoes:
FC_1_pos = sum(energia_total_1)/(P_max*24*365);

%FC do sistema mes a mes

meses_pos1 = zeros(12,1);
meses_pre1 = zeros(12,1);
FC_mes_pos1 = zeros(12,1);
FC_mes_pre1 = zeros(12,1);

n=1;
for i=1:12
    if(i == 1 || i == 3 || i == 5 || i == 7 ||...
        i == 8 || i == 10 || i == 12)
        meses_pos1(i) = sum(energia_total_1(n:n+30));
        meses_pre1(i) = sum(Eg_mes1(n:n+30)*1000);
        FC_mes_pos1(i) = meses_pos1(i)/(P_max*24*31);
        FC_mes_pre1(i) = meses_pre1(i)/(P_max*24*31);
        n=n+31;

    elseif(i == 4 || i == 6 || i == 9 || i == 11)
        meses_pos1(i) = sum(energia_total_1(n:n+29));
        meses_pre1(i) = sum(Eg_mes1(n:n+29)*1000);
        FC_mes_pos1(i) = meses_pos1(i)/(P_max*24*30);
        FC_mes_pre1(i) = meses_pre1(i)/(P_max*24*30);
        n=n+30;

    elseif(i == 2)
        meses_pos1(i) = sum(energia_total_1(n:n+27));
        meses_pre1(i) = sum(Eg_mes1(n:n+27)*1000);
        FC_mes_pos1(i) = meses_pos1(i)/(P_max*24*28);
        FC_mes_pre1(i) = meses_pre1(i)/(P_max*24*28);
        n=n+28;
    end
end

%Cenario 2: Qnat > Qnar_med

```

```

%=====

%FC do ano de 2014:
FC_2_pre = sum(Eg_mes2)*1000/(P_max*24*365);
%aumento da energia, com base na produtividade mensal (em MWh):
ene_hidr_2 = P_inst*(Es_mes_2/1000)*taxa_desemp;

%Inicializa as matrizes de Volume bombeado e Energia injetada na rede:
V_bomb2 = zeros(size(ene_hidr_2));
Ene_rede2 = zeros(size(ene_hidr_2));

for i=1:365
    %encontra o volume atual do reserv. por interpolacao (em 10e6 m3):
    Volume = pchip(Htabela,V_Htabela,H_res2(i));
    %volume bombeado (em 10e6 m3):
    vbomb = ene_hidr_2(i)*rend_mp/(2.72*...
        (H_res2(i) - H_inf(i) + h_perdas));
    %volume atual do reservatorio + volume bombeado (em 10e6 m3):
    novo_volume = Volume + vbomb;
    %encontra nova cota do reservatorio por interpolacao (em m):
    nova_cota = pchip(V_Htabela,Htabela,novo_volume);
    %Se a nova cota ultrapassa o limite, ou se o reserv. esta vertendo
    if(nova_cota < 742 && vazao_vertida_2014(i) == 0)
        %armazena o volume bombeado na matriz (em 10e6 m3):
        V_bomb2(i) = vbomb;
        %armazena nova cota do reservatorio (em m):
        H_res2(i) = nova_cota;
        %nao injeta energia na rede...
    else
        %injeta energia na rede (em MWh):
        Ene_rede2(i) = ene_hidr_2(i);
        %mantem o volume e cota original do reservatorio...
    end
end

%calcula aumento de energia gerada por dia, com base nos novos volume e
%cota do reservatorio (em MWh):
aum_ene_2 = 2.72*(H_res2 - H_inf).*V_bomb2*1000000*rend_ger/(1000000);
%Energia total produzida por dia pela usina hidreletrica (em MWh):
energia_total_2 = Eg_mes2*1000 + aum_ene_2; %em MWh

%FC do sistema aps as modificacoes:
FC_2_pos = sum(energia_total_2)/(P_max*24*365);

```

```

meses_pos2 = zeros(12,1);
meses_pre2 = zeros(12,1);
FC_mes_pos2 = zeros(12,1);
FC_mes_pre2 = zeros(12,1);

n=1;
for i=1:12
    if(i == 1 || i == 3 || i == 5 || i == 7 ||...
        i == 8 || i == 10 || i == 12)
        meses_pos2(i) = sum(energia_total_2(n:n+30));
        meses_pre2(i) = sum(Eg_mes2(n:n+30)*1000);
        FC_mes_pos2(i) = meses_pos2(i)/(P_max*24*31);
        FC_mes_pre2(i) = meses_pre2(i)/(P_max*24*31);
        n=n+31;

    elseif(i == 4 || i == 6 || i == 9 || i == 11)
        meses_pos2(i) = sum(energia_total_2(n:n+29));
        meses_pre2(i) = sum(Eg_mes2(n:n+29)*1000);
        FC_mes_pos2(i) = meses_pos2(i)/(P_max*24*30);
        FC_mes_pre2(i) = meses_pre2(i)/(P_max*24*30);
        n=n+30;

    elseif(i == 2)
        meses_pos2(i) = sum(energia_total_2(n:n+27));
        meses_pre2(i) = sum(Eg_mes2(n:n+27)*1000);
        FC_mes_pos2(i) = meses_pos2(i)/(P_max*24*28);
        FC_mes_pre2(i) = meses_pre2(i)/(P_max*24*28);
        n=n+28;
    end
end

%=====
%//////////////////// Fim do Programa //////////////////////////////////////
%=====

```