

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

CRISTIANO ANDRADE DE ALENCAR

**IMPACTO DA GERAÇÃO HÍBRIDA HIDRÁULICA-
FOTOVOLTAICA NO BRASIL**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

CURITIBA

2018

CRISTIANO ANDRADE DE ALENCAR

**IMPACTO DA GERAÇÃO HÍBRIDA HIDRÁULICA-
FOTOVOLTAICA NO BRASIL**

Dissertação de mestrado apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia (PPSGE) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

A368i Alencar, Cristiano Andrade de
Impacto da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica no Brasil /
Cristiano Andrade de Alencar.-- 2018.
97 f.: il.

Disponível via World Wide Web.

Texto em português com resumo em inglês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica
Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas
de Energia. Linha de Pesquisa: Automação e Sistemas
de Energia, Curitiba, 2018.

Bibliografia: f. 88-97.

1. Sistemas de energia elétrica - Dissertações. 2. Sistemas de
energia fotovoltaica - Brasil. 3. Geração distribuída de energia
elétrica. 4. Geração de energia fotovoltaica. 5. Sistemas de energia
híbrida. 6. Energia - Fontes alternativas. 7. Integração de recursos
renováveis. 8. Estudos de viabilidade. 9. Métodos de simulação.
I. Urbanetz Junior, Jair, orient. II. Universidade Tecnológica Federal
do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. III.
Título.

CDD: Ed. 23 -- 621.31

TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 12

A Dissertação de Mestrado intitulada Impacto Da Geração Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica No Brasil, defendida em sessão pública pelo(a) candidato(a) Cristiano Andrade De Alencar, no dia 5 de dezembro de 2018, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Automação e Sistemas de Energia, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia.

BANCA EXAMINADORA:

Jair Urbanetz Junior, Dr – UTFPR

Gerson Maximo Tiepolo, Dr – UTFPR

Cresencio Silvio Segura Salas, Dr – LACTEC

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

Curitiba, 5 de dezembro de 2018.

Carimbo e Assinatura do(a) Coordenador(a) do Programa

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus e à minha família, pai, mãe e irmã, que ao longo de toda minha vida sempre me incentivaram pela busca do conhecimento e me ensinaram que assim temos uma chance maior de sermos pessoas melhores.

Agradeço a minha linda esposa, companheira e parceira de todas as horas. Sou grato pela paciência e pelo amor que sempre tem comigo, mesmo nos momentos mais difíceis em que me desequilibrava. Ela sempre esteve lá para me apoiar.

Sou grato ao meu orientador, professor Jair Urbanetz, pelo conhecimento compartilhado e pela oportunidade de aprofundar meus estudos e assim crescer como pessoa e profissional.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho, em especial ao Marcus e ao Ricardo, que sempre contribuíram com o processo de aprendizado a partir de discussões e ideias enriquecedoras.

EPÍGRAFE

“Quanto mais aumenta nosso conhecimento, mais evidente fica nossa ignorância.”

John Fitzgerald Kennedy

RESUMO

DE ALENCAR, Cristiano Andrade. **Impacto da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica no Brasil**. 97 f. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

A demanda crescente por energia é comum tanto em países desenvolvidos quanto em países em desenvolvimento, seja simplesmente pelo contínuo aumento populacional ou pelo próprio progresso destes países. O atendimento a esta demanda deve atentar para o compromisso de uma geração limpa e renovável de energia, visando a redução dos gases de efeito estufa e impactos sócio ambientais mais severos. Ainda que a matriz energética do Brasil seja predominante hidráulica, o nível de volume útil dos reservatórios tem se mostrado cada vez menor ao longo dos anos, com uma tendência de redução da capacidade de armazenamento. Dentro deste contexto, esta pesquisa sugere um estudo referente a operação conjunta da usina hidrelétrica de Irapé que possui 360 MW com uma usina fotovoltaica de 120 MW, buscando avaliar a contribuição do armazenamento adicional de energia em forma de água. Com isso foi possível observar que, para uma potência fotovoltaica igual a de uma turbina hidráulica, a geração complementar foi de 258.045,30 MWh.ano, contribuindo para uma melhor previsibilidade da geração híbrida e para uma utilização otimizada dos recursos naturais. O fator de capacidade da usina hidrelétrica foi de 13,79% para 21,98% com a integração da usina solar fotovoltaica. O reservatório teve sua capacidade total restaurada em um período de 11 meses de operação conjunta. Em seguida foi realizada uma análise econômico-financeira para se avaliar a viabilidade de implantação, considerando-se uma receita tendo como base de remuneração o preço de liquidação das diferenças (PLD) na base horária. O custo de implantação estimado foi 2,86 R\$/Wp, em que a partir do modelo financeiro foi obtida uma TIR de 15,5% e um VPL positivo, indicando assim que a fonte fotovoltaica tem o potencial de ser privilegiada neste modelo.

Palavras-chave: Usinas Fotovoltaicas no Brasil. Complementariedade de fontes de energia. Geração híbrida hidráulica-fotovoltaica.

ABSTRACT

DE ALENCAR, Cristiano Andrade. **Impact of hybrid generation hydro-photovoltaic in Brazil**. 97 f. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

The growing demand for energy is common in both developed and under developing countries, because of the continuous population increase or the very progress of these countries. To meet this demand we must attend to the commitment of a clean and renewable generation of energy, aiming to reduce greenhouse gases and more severe socio-environmental impacts. Although the energy matrix of Brazil is predominantly hydraulic, the level of useful volume of the reservoirs has been showing smaller and smaller over the years, with a tendency to reduce the storage capacity. In this context, this research suggests a study concerning the joint operation of Irapé hydroelectric plant, which has 360 MW with a 120 MW photovoltaic power plant, in an attempt to evaluate the contribution of additional energy storage in the form of water level. With this, it was possible to observe that, for a photovoltaic power equal to that of a hydraulic turbine, the complementary generation was 258,045.30 MWh.year, contributing to a better predictability of the hybrid generation and to optimized use of the natural resources. The capacity factor of the hydroelectric plant went from 13.79% to 21.98% with the integration of the solar photovoltaic power plant. The reservoir had its total capacity restored over a period of 11 months of joint operation. An economic-financial analysis was carried out to evaluate the feasibility of implementation, considering a revenue based on the remuneration of the settlement price of the differences (PLD) in the hourly basis. The estimated implementation cost regarding the PV plant was 2.86 R\$ / Wp, from which the financial model obtained a 15.5% IRR and a positive NPV, thus indicating that the photovoltaic energy source has the potential to be privileged in this model.

Key-words: Utility-scale photovoltaic power plants. Complementary sources of energy. Hybrid hydro-photovoltaic generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolução comparativa dos tipos de sistemas FV instalados no mundo	13
Figura 2. Solar Star I e II	14
Figura 3. Topaz Solar Farm.....	15
Figura 4. Potência total instalada no mundo até 2017	19
Figura 5. Histórico de carga de energia elétrica dos últimos 20 anos	21
Figura 6. Projeção da carga de energia elétrica no SIN.....	22
Figura 7. Aumento da capacidade contratada e planejada até 2024	24
Figura 8. Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	24
Figura 9. Cenário da capacidade instalada FV no mundo.....	27
Figura 10. Curva característica I x V do módulo fotovoltaico.....	37
Figura 11. Curva I x V x P em função dos níveis de irradiância	38
Figura 12. Curva I x V em função dos níveis de temperatura.....	38
Figura 13. Comparação do decaimento da potência em função do aumento de temperatura para c-Si e CdTe	39
Figura 14. Tendência de armazenamento e vertimento turbinável.....	51
Figura 15. Histórico de 10 anos de operação dos reservatórios	63
Figura 16. Relação entre o volume do reservatório e a irradiação	66
Figura 17. Comparativo do volume útil real vs volume útil simulado	70
Figura 18. Gráfico do nível de montante real vs nível de montante acumulado simulado	72
Figura 19. Gráfico do tempo para 100% do volume útil e aumento de energia.....	74
Figura 20. Variação mensal da geração hidráulica vs CMO	76
Figura 21. Variação da geração hidráulica Irapé vs CMO para 2017	77
Figura 22. PLD horário	80
Figura 23. Fluxo de caixa para a geração FV.....	81
Figura 24. Histórico do custo nivelado de energia para projetos globais de larga escala em energias renováveis	83
Figura 25. Histórico de 10 anos da geração hidráulica vs geração térmica	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Empreendimentos de geração de energia em operação	20
Tabela 2. Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	25
Tabela 3. Resumo dos investimentos em energias renováveis na última década	27
Tabela 4. Acréscimo percentual de volume (%) e de cota (metros) para cada mês .	71
Tabela 5. Sensibilidade em função do aumento de potência FV.....	73
Tabela 6. Normatização dos benefícios de redução do tempo para 100% do volume útil e aumento de energia	73
Tabela 7. CAPEX para UFV Irapé.....	78
Tabela 8. Resultados dos indicadores financeiros	82

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de ar atmosférica
ANEEL	ANEEL
BOS	Balance of system
CAPEX	Capital Expenditure (Investimento em bens de capital)
C.A.	Corrente Alternada
C.C.	Corrente contínua
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
cSi	Silício cristalino
FV	Fotovoltaico
GW	Giga-watt
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
ICMS	Imposto sobre circulação de serviços e mercadorias
kW	Kilo-watt
MPP	Ponto de máxima potência
MPPT	Buscador do ponto de máxima potência
MW	Mega-watt
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IEA	Internacional Energy Agency
ONS	ONS
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
USD	Dólares norte americanos
UV	Ultra-violeta
REN 21	Renewable Energy Policy Network Agency for the 21st century
STC	Condição padrão de teste
V	Volts
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	TEMA	12
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	17
1.3	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	21
1.4	OBJETIVOS.....	25
1.4.1	<i>Objetivo Geral</i>	26
1.4.2	<i>Objetivos Específicos</i>	26
1.5	JUSTIFICATIVA.....	26
1.6	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	31
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E DE DESEMPENHO DE USINAS FOTVOLTAICAS.....	33
2.1	CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS FOTVOLTAICAS NO BRASIL	33
2.2	POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO	34
2.2.1	<i>Modelos de transposição da irradiação</i>	35
2.3	TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS	35
2.4	COMPONENTES DOS SISTEMAS FV	39
2.4.1	<i>Inversor</i>	39
2.4.2	<i>Condutores</i>	40
2.4.3	<i>Sistema de monitoramento</i>	41
2.4.4	<i>Sistemas de proteção</i>	41
2.4.5	<i>Estruturas metálicas de fixação</i>	43
2.5	FATORES DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FV.....	43
2.5.1	<i>Sombreamento</i>	43
2.5.2	<i>Sujeira</i>	44
2.5.3	<i>Condições climáticas e de instalação dos módulos</i>	44
2.5.4	<i>Fator de dimensionamento do inversor (FDI)</i>	45
2.6	ÍNDICES DE MÉRITO	46
2.6.1	<i>Produtividade</i>	47

2.6.2	<i>Taxa de desempenho (Performance Ratio)</i>	47
2.6.3	<i>Fator de capacidade</i>	48
3	CONTEXTUALIZAÇÃO DE PARQUES HÍBRIDOS	49
3.1	HISTÓRICO DA APLICAÇÃO DE PARQUES HÍBRIDOS	49
3.2	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	51
4	UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DE DIFERENTES FONTES..	54
4.1	INSERÇÃO EM LARGA ESCALA DE FONTES INTERMITENTES.....	54
4.2	APLICAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE HIDRÁULICA-SOLAR	55
4.3	IMPORTÂNCIA DA UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES HIDRÁULICA-SOLAR	56
4.4	METODOLOGIA PARA A UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES HIDRÁULICA-SOLAR.....	57
5	ESTUDO DE CASO DE UMA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FV	61
5.1	MODELOS UTILIZADOS PARA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA	61
5.2	CONTEXTO ATUAL DE UTILIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS.....	62
5.3	MODELAGEM DA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FOTOVOLTAICA DE IRAPÉ.....	64
5.4	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PROPOSTA DA USINA HÍBRIDA.....	69
5.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA A USINA HÍBRIDA	72
6	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UMA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FV	75
6.1	VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UMA USINA HÍBRIDA	75
6.2	LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO	77
6.3	MODELAGEM FINANCEIRA	78
6.4	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA	81
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS E DISCUSSÕES	85
8	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo irá descrever de forma sucinta o tema relacionado a energias renováveis que será abordado no desenvolvimento da pesquisa, delimitando o mesmo para uma área de aplicação específica, a de usinas solares fotovoltaicas integradas a usinas hidrelétricas. Esta abordagem tem por objetivo contribuir com o crescimento da demanda por energia, porém de forma sustentável e para tal será estudado o desempenho de usinas fotovoltaicas em conjunto com usinas hidrelétricas dentro do contexto das condições de operação do Brasil, que abrange em sua maioria ainda a geração hidráulica.

1.1 TEMA

O progresso socioeconômico de um país está relacionado ao investimento em setores chaves da economia como de infraestrutura e energia. Assim a demanda pelo consumo de energia, a fim de sustentar este crescimento, tenderá a aumentar e qualquer restrição no atendimento a esta demanda pode comprometer este desenvolvimento (CARMINATI; SCALCO, 2013).

A sustentabilidade do progresso de uma nação deve se basear no comprometimento em se preservar o meio ambiente e seus recursos, buscando ações como a redução dos gases de efeito estufa, o uso eficiente da energia e a diversificação da matriz energética priorizando a utilização de energias que têm como base as fontes renováveis, conforme preconizado por Martinot (2013) diretor de pesquisa do Instituto de Políticas para Energias Sustentáveis e Al Gore (2006).

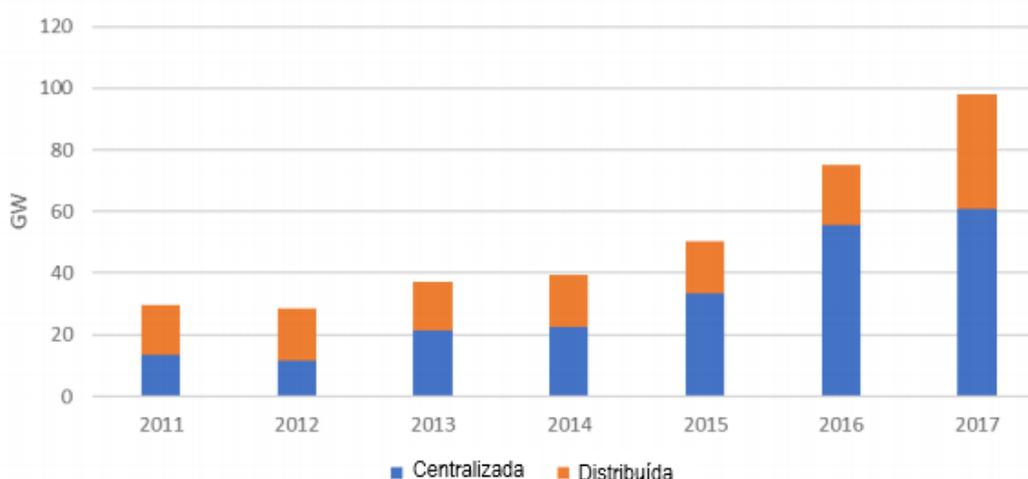
De forma geral, o uso de energias renováveis promove o fornecimento de eletricidade para consumo, tem sua utilização presente no setor de transporte e em sistemas de aquecimento e resfriamento conforme dados da rede global de políticas sobre energias renováveis (REN21, 2014b). Seus benefícios, entretanto, tem uma abrangência muito maior do que o fornecimento de uma energia mais limpa e menos invasiva ao meio ambiente. Principalmente em relação à última década, a utilização de energias renováveis tem contribuído significativamente para o desenvolvimento socioeconômico do mundo a partir da geração de empregos, desenvolvimento de novas tecnologias e diversificação da matriz energética dos países (REN21, 2014b).

Para que se mantenha o aumento da temperatura global dentro da meta estabelecida de até 2° C faz-se necessário investimentos da ordem de USD 12 trilhões desde o ano de 2018 até 2040, cerca de USD 500 bilhões por ano (REN21, 2018).

Em 2017 os investimentos foram da ordem de USD 280 bilhões renováveis, em que destes USD 50,4 bilhões ocorreram em países em desenvolvimento, USD 103 bilhões em países desenvolvidos e USD 126,6 bilhões, quase a metade, somente na China. De forma comparativa, em 2007, estes investimentos eram da ordem de USD 159 bilhões sendo que sua grande maioria, em torno de USD 115 bilhões, foram investidos em países desenvolvidos (REN21, 2018).

Quando se fala mais especificamente de grandes usinas solares fotovoltaicas em operação no mundo seu histórico é relativamente recente. A Figura 1 ilustra a evolução comparativa dos tipos de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo e o significativo crescimento de sistemas centralizados nos últimos anos. A grande maioria destas usinas se encontram instaladas na China e Índia.

Figura 1. Evolução comparativa dos tipos de sistemas FV instalados no mundo



Fonte: Adaptado de IEA (2018)

Usinas fotovoltaicas como a Tengger Desert Solar Park localizada na China com 1547 MW, a Longyangxia Dam Solar Park localizada no Tibet com 850 MW, a usina de Villanueva Solar no México com 828 MW e as usinas de Bhadla Solar Park de 1365 MW e Kamuthi Solar com 648 MW, ambas localizadas na Índia são alguns exemplos destas grandes usinas.

Destaca-se dentre estas usinas mencionadas a usina de Longyangxia Sam Solar Park instalada em conjunto com uma usina hidrelétrica formando assim a maior usina híbrida hidráulica-fotovoltaica do mundo.

Além destas já mencionadas, a usina Solar Star I e II da SunPower possui uma capacidade instalada de 579 MWp e está instalada no estado da Califórnia nos Estados Unidos. A Figura 2, a uma distância de 9 km, ilustra uma parte desta usina.

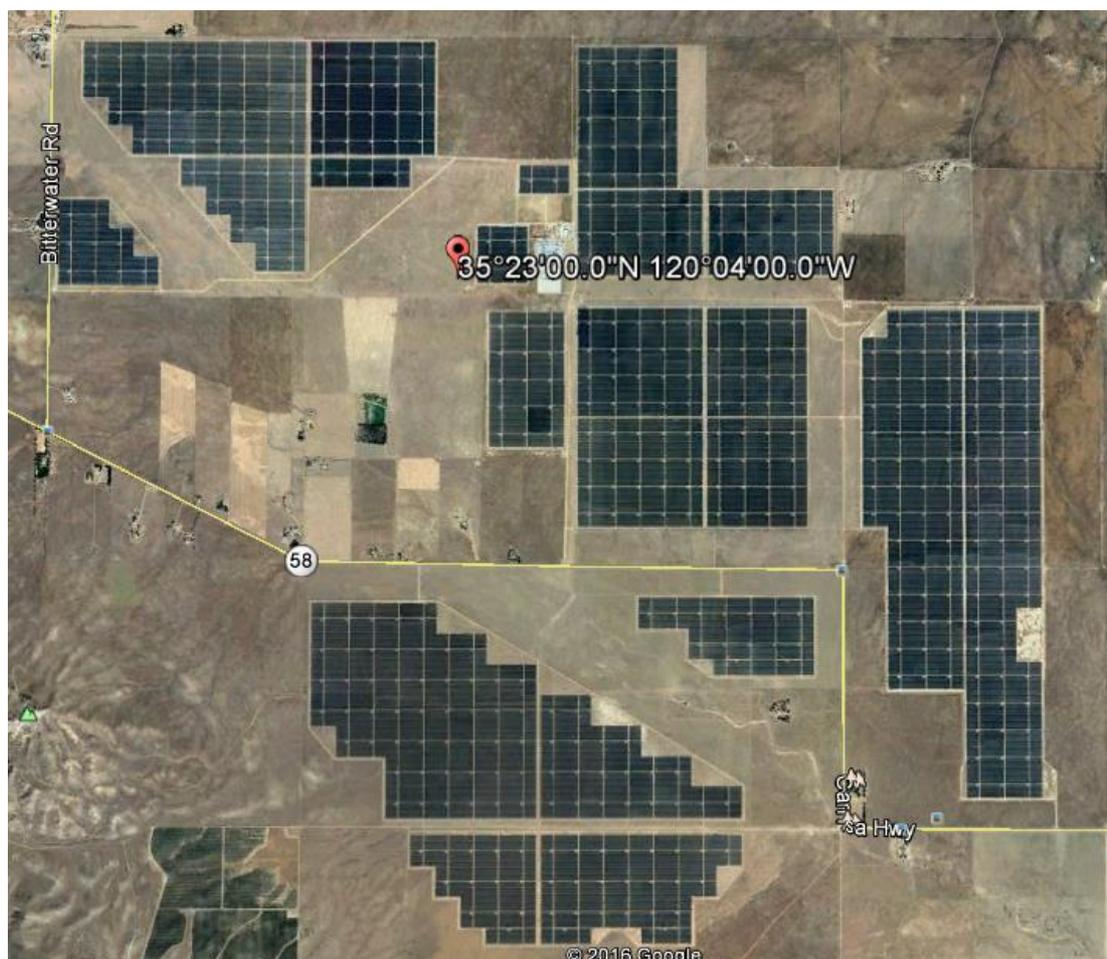
Figura 2. Solar Star I e II



Fonte: Google Earth (2018)

Já as usinas fotovoltaicas Desert Sun Light e Topaz Solar Farm, desenvolvidas pela empresa First Solar, possuem ambas 550 MWac e possuem instalada a tecnologia de módulos do tipo filme fino a partir de telureto de cádmio. A Figura 3, também a uma distância de 9 km, ilustra a usina de Topaz Solar.

Figura 3. Topaz Solar Farm



Fonte: Google Earth (2018)

O Brasil tem vivenciado um crescimento significativo na geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede o que pode ser observado pela contratação de energia por meio de usinas solares fotovoltaicas dentro do ambiente regulado dos leilões, tanto estaduais quanto federais. A possibilidade de implantação em regiões já antropizadas, onde assim a interferência em regiões de vegetação nativa ou localidades protegidas são mínimas, e seu curto prazo de implantação quando comparadas com outras fontes como hidrelétrica beneficiam a utilização da geração fotovoltaica centralizada de grande porte.

Este cenário de expansão mostra o potencial da fonte solar de contribuir com o aumento previsto da carga média anual referente a 2.900 MWmed até 2024 (EPE, 2016).

Com a expansão cada vez mais acelerada e acentuada das fontes renováveis em larga escala, com o objetivo de atender a demanda crescente de energia de uma

forma sustentável, surge a preocupação de garantir a confiabilidade, segurança e despachabilidade destas fontes intermitentes, que quando operam de forma individual não são consideradas energia firme que garantam o despacho requerido exigindo portanto quantidades equivalentes à sua potência instalada de reservas girantes para garantir a operação confiável do sistema o que eleva o custo de operação destas fontes (FANG *et al.*, 2017).

A energia fotovoltaica tem como característica seu comportamento intermitente de geração devido a principalmente fatores como instabilidades meteorológicas e o ciclo natural dia/noite. No Brasil a energia solar é abundante em diversas regiões do país, relativamente constante e com uma média de irradiância alta ao longo do ano. Caso a energia fotovoltaica venha a ser conectada diretamente na rede interligada alguns fatores como, controle de pico de demanda e estabilidade de rede podem ser dificultados (AN *et al.* 2015). Alguns estudos são propostos para diminuir estes efeitos como a integração da fonte solar com outras fontes, como por exemplo com a eólica e hídrica, aumentando assim o fator de capacidade global do complexo de geração de energia. Exemplos destas propostas que podem ser enunciados são usinas que integram fonte solar e eólica, usinas hidrelétricas reversíveis, usinas hidrelétricas integradas com parques solares, usinas de fontes renováveis que integram com fontes como diesel, gás natural; dentre outros.

Estes estudos podem partir da otimização desde a sua concepção de projeto ou da modernização e expansão de um parque já existente de fonte única que teria como objetivo adaptar uma segunda fonte de geração. A escolha de uma determinada solução passa pela análise de diversos critérios técnicos, econômico-financeiros, sociais e ambientais.

Um dos grandes desafios das fontes de energias renováveis é tornar o fornecimento de energia possível de ser despachável a partir do seu armazenamento. Conforme preconizado por Margeta e Glasnovic (2011), apesar das fontes renováveis terem por característica intrínseca a intermitência de geração, não permitindo assim que a mesma seja considerada confiável, firme e despachável do ponto de visto de operação do sistema elétrico de potência; seu balanço de energia ao longo de um período completo, anual por exemplo, mostra que a disponibilidade total destas fontes é competente para o atendimento da demanda.

A solução de parques híbridos permite trazer maior previsibilidade e prolongar a geração de energia a partir, por exemplo, ou da economia de águas nos

reservatórios de acumulação no caso de parques solar-hídrico, ou a partir da complementariedade em função do perfil de geração de diferentes fontes, como solar-eólico.

Usinas hidrelétricas trazem grandes vantagens para o controle de geração de energia uma vez que permitem retomadas e retiradas rápidas de carga e ajustes de geração flexíveis durante todo o tempo. Ao se integrar uma fonte solar, por exemplo, aumenta-se a qualidade de geração solar e se permite garantir por mais tempo os níveis operacionais dos reservatórios de acumulação.

Um exemplo prático desta aplicação referente a integração da fonte hidráulica com a fonte solar pode ser visto em Longyangxia, na China a partir de uma usina solar de 850 MW acoplada em paralelo a quatro turbinas hidráulicas da usina hidrelétrica que totalizam 1280 MW (AN *et al.* 2015). Assim a intermitência da fonte solar pode ser amenizada e estabilizada a partir do controle de vazão das turbinas compensando as variações constantes e inerentes da geração fotovoltaica. A curva de geração do parque solar que tem como característica inúmeros picos e vales ao longo do dia pode ser suavizada a partir destas compensações com as turbinas hidráulicas.

Sendo assim a complementariedade destas fontes possibilita que a energia hidráulica compense a intermitência da fonte solar. Por outro lado, a fonte solar permite compensar em certo nível a escassez de água em períodos secos a partir da preservação dos níveis dos reservatórios durante a geração de energia fotovoltaica.

Assim a aplicação do complemento das fontes solar e hidráulica se traduz no conceito de tornar a geração fotovoltaica uma vazão adicional ao reservatório. Este complemento irá depender de fatores como a variação interanual dos recursos, o regime de operação da usina hidrelétrica, a disponibilidade operacional da unidade geradora, do despacho requerido, dentre outros (MARGETA E GLASNOVIC, 2011).

Sendo assim propôs-se uma simulação de usinas solares fotovoltaicas integradas a usinas hidrelétricas em operação no Brasil, buscando mostrar os benefícios gerados ao se promover uma geração híbrida.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Com o custo de implantação ainda alto quando comparado a outras fontes de energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017), a crescente participação deste

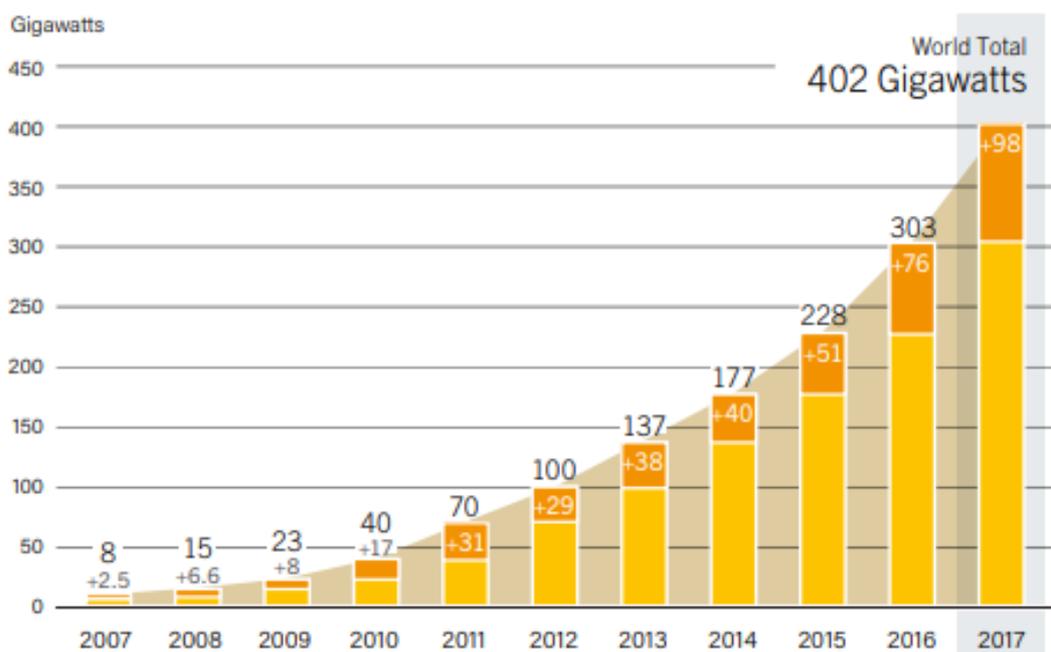
modelo de produção energética tem tornado cada vez mais viável a utilização devido a sua disseminação e aplicação, proporcionado um amadurecimento do uso da tecnologia.

Embora a produção mundial de eletricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda marginal quando comparada com a produção total, o mercado tem crescido a uma taxa anual de 35%, e o potencial desta tecnologia é teoricamente infundável (DOS SANTOS, 2011, p.21)

A descentralização no uso das fontes de energia elétrica e a sua relação com o custo de implantação reforça a importância da diversificação da matriz energética para que se possibilite ter opções no suprimento da demanda de energia seja por escassez destas fontes, por variação de preço ou ainda por questões estratégicas (TOYAMA, JUNIOR, DE ALMEIDA, 2014). A competitividade do custo vem com o aprimoramento da tecnologia (REN21, 2014a).

A China com 53,1 GW, os Estados Unidos com 10,6 GW, a Índia com 9,1 GW e o Japão com 7 GW foram os países que mais cresceram em termos de capacidade anual instalada que foi adicionada no ano de 2017, contribuindo significativamente para o total de 402 GW total de potência instalada no mundo neste ano, conforme ilustrado na Figura 4 (REN21, 2018). O Brasil, durante o ano de 2017, entrou para a lista dos 10 países que mais aumentaram sua capacidade instalada, com a adição de 0,9 GW durante este ano, estando ainda atrás da Turquia, Alemanha, Austrália, Coreia e Inglaterra além dos 04 países já mencionados anteriormente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Figura 4. Potência total instalada no mundo até 2017



Fonte: REN 21 (2018)

Desde 2014, quando ocorreu o primeiro leilão estadual de Pernambuco para comercialização de energia solar fotovoltaica, o Brasil vem realizando a oferta desta fonte de energia visando promover seu desenvolvimento e garantir o suprimento de energia. Porém, mesmo antes dos leilões, o país já contava com a operação de algumas centrais geradoras fotovoltaicas.

Ao se considerar como premissa centrais geradoras fotovoltaicas acima de 1 MW, conforme preconizado na primeira versão da resolução número 482 da ANEEL (ANEEL), poucas usinas se destacavam dentro deste contexto. Anteriormente à realização da oferta de energia dentro do ambiente regulado em leilões, a soma totalizava pouco mais de 14,7 MW de potência instalada no âmbito da geração centralizada dentro do país.

Dentre estas encontra-se a usina MPX Tauá localizada em Tauá no sertão do Ceará com 1 MW de potência inaugurada em 2011. Com sua operação iniciada em 2014, o estádio do Mineirão situado na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais conta com 1,42 MW de potência. Já o projeto Megawatt solar da Eletrosul tem aproximadamente 1 MW e teve seu início de operação em 2014. A UFV Nova Aurora ("Cidade Azul"), situada em Tubarão no estado de Santa Catarina, tem 3,07 MW de potência instalada. No município de Juazeiro na Bahia, a UFV Sol Moradas Salitre e Rodeadouro somam mais 2,1 MW. Localizada em Campinas no estado de São Paulo, a usina de Tanquinho conta com pouco mais de 1 MW instalado. A usina híbrida,

eólica e solar, UFV Fontes I e II situada no município de Tacaratu em Pernambuco foi inaugurada em 2015 e opera com 10 MW. A usina foi resultado do primeiro leilão estadual realizado em Pernambuco no ano de 2013 e até um passado recente era a maior usina em operação no Brasil. Nos últimos dois anos entraram em operação usinas fotovoltaicas de grande destaque no cenário nacional com potências bem superiores como é o caso da usinas UFV Floresta com 86 MW, UFV Guaimbé com 120 MW, UFV Ituverava com 196 MW, UFV Nova Olinda 210 MW e UFV Pirapora com 240 MW, dentre outras (ANEEL, 2018).

Sendo assim, os empreendimentos fotovoltaicos em operação totalizam 1,3 GW MW de potência instalada no Brasil, em que até o ano de 2018, 29 usinas FV estão em construção totalizando 817 MW e outras 47 que totalizam 1,2 GW ainda não iniciaram sua construção (ANEEL, 2018). Observa-se, a partir do quadro comparativo da Tabela 1 com dados referente a setembro/2018, que este montante ainda é pouco representativo dentro da composição dos empreendimentos de outras fontes, cerca de 0,83%, sugerindo assim um grande potencial de crescimento para esta fonte no Brasil. De forma comparativa, a geração solar fotovoltaica contribuiu durante o ano de 2017 com 3% da geração total na China, com 5,93% no Japão, com 7,11% na Itália e 7,47% na Alemanha (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Tabela 1. Empreendimentos de geração de energia em operação em 2018

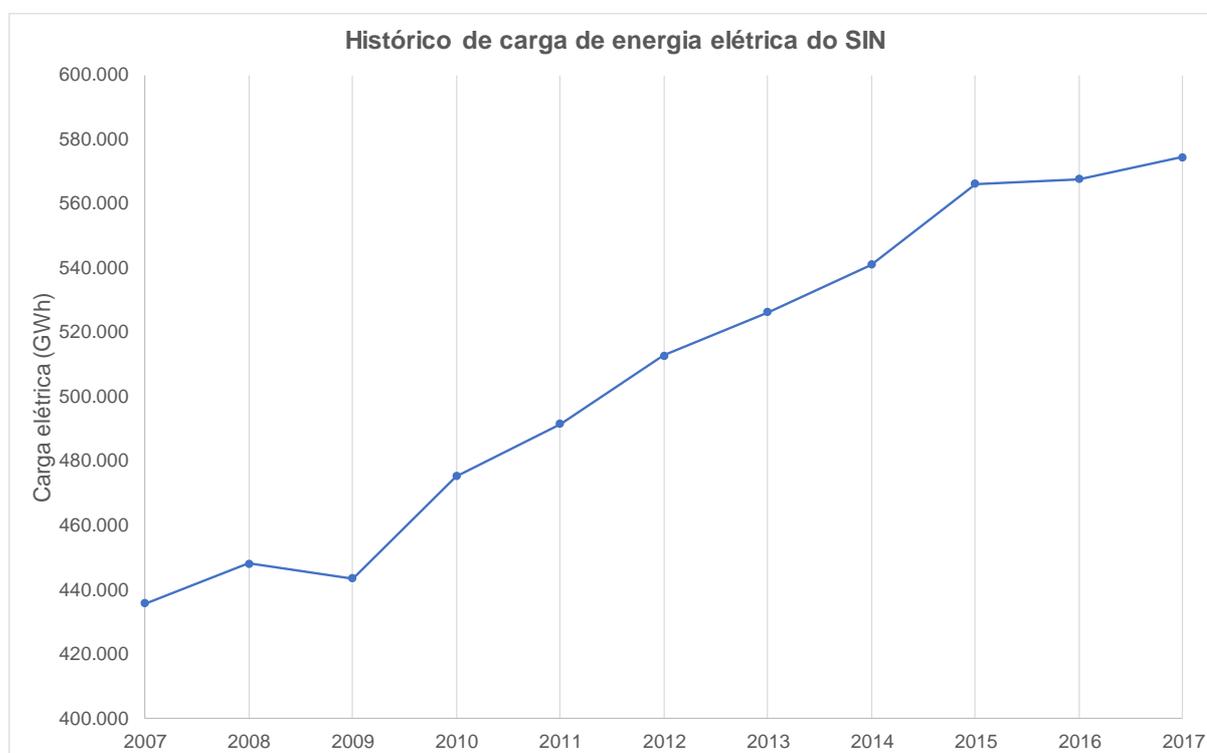
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Composição
Central geradora hidrelétrica	693	689.182	0,43%
Usina eólica	542	13.334.039	8,31%
Pequena Central hidrelétrica	426	5.143.459	3,19%
Usina solar fotovoltaica	2.252	1.322.168	0,83%
Usina hidrelétrica	218	101.829.288	60,19%
Usina Termelétrica	3.001	42.986.290	25,81%
Usina termonuclear	2	1.990.000	1,24%
Total	7.135	167.357.476	100%

Fonte: Adaptado da ANEEL (2018)

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

A crescente demanda por energia elétrica ocorre devido ao contínuo desenvolvimento tecnológico e industrial em diferentes escalas tanto para países desenvolvidos quanto emergentes (ONS, 2018). Uma visão geral do crescimento da geração de energia elétrica em função da demanda, dentro do contexto do Brasil, pode ser visualizada na Figura 5 que ilustra o histórico de aumento da carga de energia elétrica do sistema interligado nacional dos últimos 10 anos no Brasil.

Figura 5. Histórico de carga de energia elétrica dos últimos 20 anos



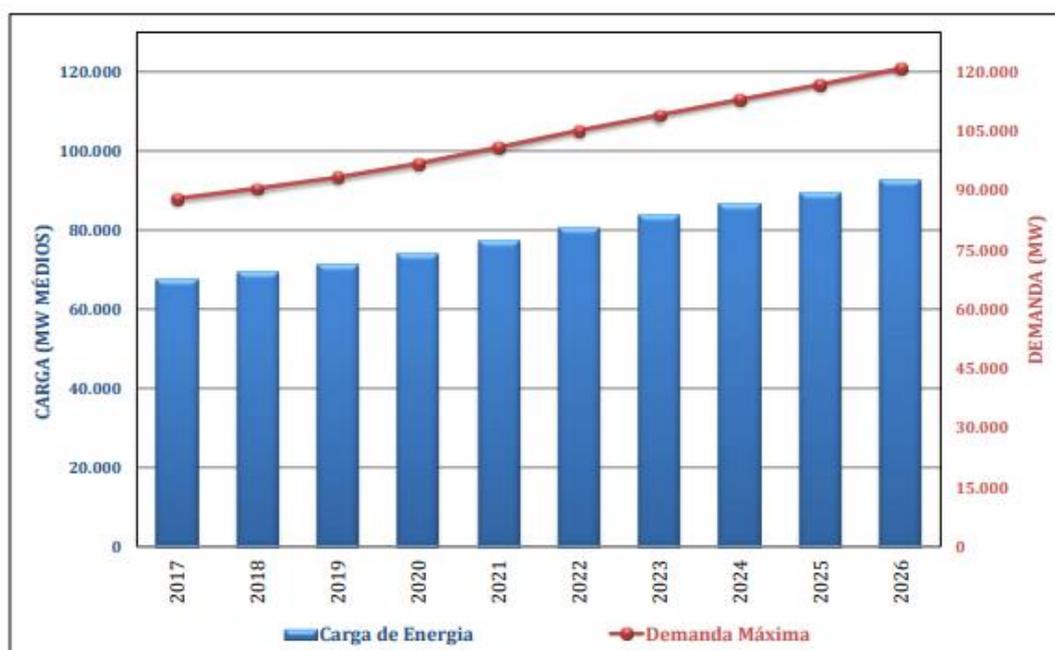
Fonte: Adaptado de ONS (2018).

A estimativa do crescimento da demanda de energia elétrica leva em consideração tanto fatores, políticos, climáticos e de economia, ou seja, o crescimento da população e o crescimento econômico do país tendo como referência o Produto Interno Bruto e o montante de energia requerido na produção deste PIB (CAPUTO, 2009).

A Agência Internacional de Energia (EIA) prevê um crescimento populacional de mesma proporção média em todos os países da América Latina chegando a aproximadamente 260 milhões de habitantes em 2050 (EPE, 2016).

O crescimento econômico anual médio global gira em torno de 3,8% enquanto no Brasil esta taxa corresponde a aproximadamente 3,2% (EPE, 2016). Este aumento previsto corresponde a um aumento da carga média anual em 2.700 MWmed durante o período de 2017 a 2026, correspondente a uma taxa média de 3,5% ao ano (MME, 2016), conforme destacado na Figura 6.

Figura 6. Projeção da carga de energia elétrica no SIN



Fonte: MME (2016).

Para atender a esta demanda, a expansão prevê um incremento de 73.569 MW correspondente a um aumento de 55% na oferta de energia elétrica no próximo decênio. Até 2050 a demanda por energia aumentará para pouco mais de duas vezes o valor considerado de demanda para o ano de 2013 (EPE, 2016)

O consumo predominante de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica compromete a produção de uma energia limpa a partir de fontes renováveis, conforme acordo firmado segundo o Protocolo de Kyoto estabelecido em 1988 (GORE, 2006). As consequências do aquecimento global provocadas por gases causadores do efeito estufa são, em sua maioria, irreversíveis e exigem um enfoque

especial (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014). O desenvolvimento deste tema passa pelo aprimoramento do planejamento energético e da utilização em larga escala das energias renováveis a fim de, em conjunto com a geração distribuída (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014) promover o uso consciente e eficiente da energia elétrica.

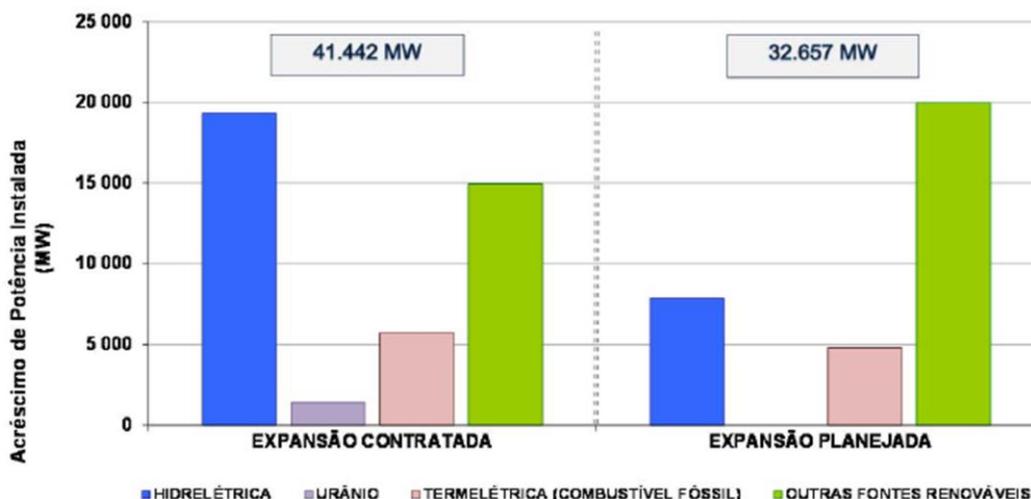
A divulgação do Plano Decenal de Expansão de Energia para 2026, contempla as metas e as previsões referente a demanda e investimentos relacionados a expansão energética do país destacando seu alinhamento referente a redução de emissão dos gases do efeito estufa. Em 2015, após a realização da COP-21 que envolve o compromisso referente aos níveis dessas reduções para os países desenvolvidos e em desenvolvimento, entrou em vigor o acordo incluindo o compromisso do Brasil estabelecido no plano decenal de expansão (MME, 2016).

Posteriormente à assinatura do acordo, as INDC perdem o caráter de pretensão e passam a ser denominadas NDCs (Nationally Determined Contributions). Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025 (para todo o conjunto da economia), tendo como base as emissões de 2005. Especificamente no setor de energia, o texto da NDC brasileira apresenta contribuições indicativas para 2030 que incluem o aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética e ganhos de eficiência (MME, 2016, p. 237).

A preocupação em se produzir energia limpa visa atender de forma sustentável um cenário crescente de demanda por energia elétrica, seja pela evolução e crescimento acelerado dos países em desenvolvimento ou simplesmente pelo aumento populacional como um todo (JANUZZI, 2000). O Brasil detém concentrada cerca de 60% de sua matriz elétrica em recursos hídricos para a geração de energia elétrica (MME, 2016) necessitando, portanto, da diversificação desta matriz energética para assim não comprometer seu desenvolvimento em função, por exemplo, da escassez de chuva que foi vista e assola o país nos últimos anos (TIEPOLO, 2015).

Dentro deste contexto, a Figura 7 compara a expansão contratada e a expansão planejada até o horizonte de 2024 (EPE, 2016). É agrupado dentro de “outras fontes renováveis” a geração de energia por meio de usinas termelétricas movidas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e usinas solares. É notável o crescimento previsto referente a participação de outras fontes renováveis na matriz brasileira.

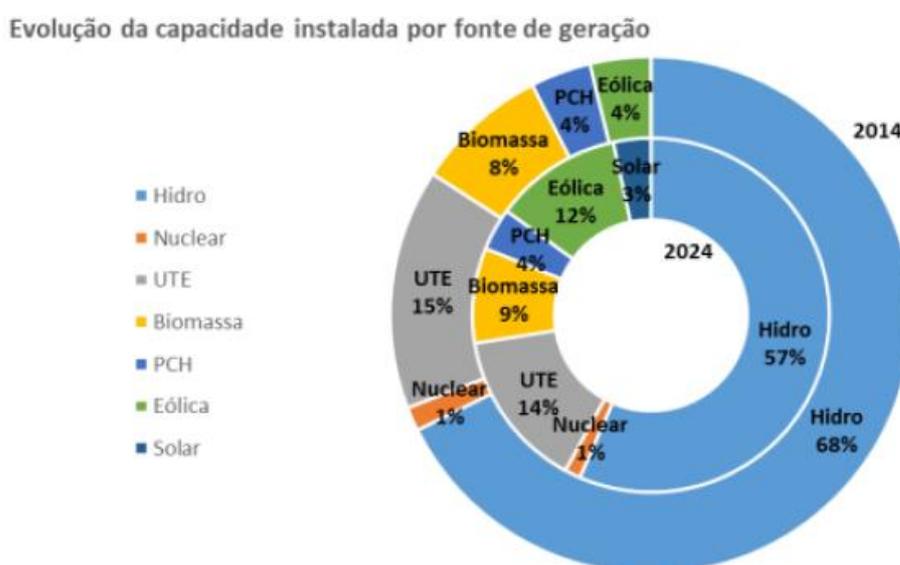
Figura 7. Aumento da capacidade contratada e planejada até 2024



Fonte: EPE (2016).

A capacidade instalada no Brasil, que em dezembro de 2014 era de 133 GW, é prevista para aumentar em 55% e chegar a 206 GW em 2024. A Figura 8 ilustra a composição de contribuição de cada fonte de geração e sua evolução desde o ano de 2014 até sua projeção para 2024, (EPE 2016).

Figura 8. Evolução da capacidade instalada por fonte de geração



Fonte: Adaptado EPE (2016).

Em termos de capacidade instalada a Tabela 2 ilustra a evolução da potência adicional em MW esperada para a próxima década, conforme referenciado no PDE 2026 (MME, 2017).

Tabela 2. Evolução da capacidade instalada por fonte de geração

FORTE^(a)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	118.445	127.711	136.886	141.212	143.548	146.974	150.687	154.477	158.383	162.489	166.690
HIDRO ^(b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA ^(c)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660

Fonte: MME (2017).

Além da reconhecida necessidade da diversificação da matriz energética brasileira, a geração solar fotovoltaica por meio de usinas contribui com o crescimento econômico, não só nos locais de implantação, mas como em todo o território nacional, por meio da promoção de novos empregos, do recolhimento de impostos e do estímulo ao desenvolvimento da cadeia interna produtiva (REN21, 2014b).

A premissa consiste, portanto, no atendimento ao aumento da demanda de carga já visto historicamente e previsto dentro do plano decenal de expansão a fim de sustentar o crescimento socioeconômico do país sem deixar de se preocupar em se produzir energia de forma limpa e sustentável.

1.4 OBJETIVOS

A fim de propor um estudo de pesquisa dentro do contexto exposto será descrito o objetivo geral da pesquisa, bem como os objetivos específicos que constituem basicamente as etapas da pesquisa.

1.4.1 Objetivo Geral

Avaliar o impacto técnico e econômico da operação conjunta de uma planta solar integrada a uma usina hidrelétrica já existente no Brasil, tendo como foco a análise do armazenamento adicional de energia promovido pela geração híbrida

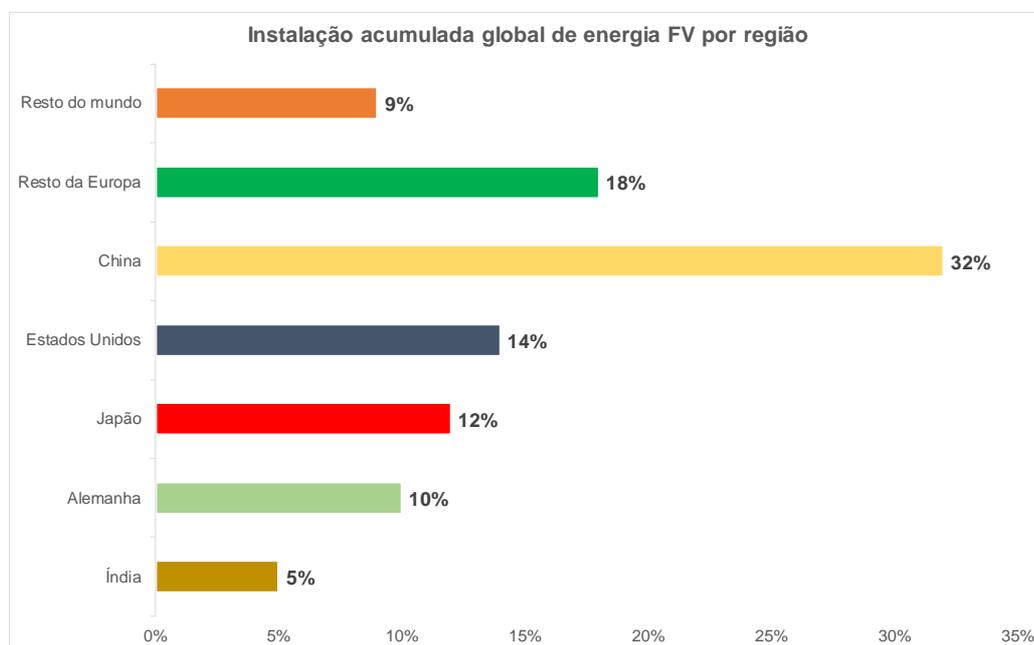
1.4.2 Objetivos Específicos

O estudo seguirá os seguintes objetivos específicos:

- Realizar revisão bibliográfica sobre as usinas solares fotovoltaicas no Brasil, características e parâmetros de desempenho;
- Realizar revisão bibliográfica referente a complementariedade de fontes, mais especificamente da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica;
- Desenvolver um estudo simulado para a operação conjunta de um parque solar incorporado a uma usina hidrelétrica existente;
- Avaliar o impacto do armazenamento adicional de energia em forma de reserva hidráulica;
- Realizar uma análise de viabilidade econômico-financeira referente a implantação da usina solar fotovoltaica.

1.5 JUSTIFICATIVA

A diminuição do custo dos módulos fotovoltaicos, em conjunto com condições favoráveis de instalação, tem promovido o crescimento da implantação de painéis fotovoltaicos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014). A Figura 9 ilustra a distribuição em termos percentuais a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados para cada região do mundo (FRAUHOFFER, 2018). Considerando o cenário atual referente ao ano de 2017, estima-se uma expansão de 387,3 GW para 969 GW até 2025 (GLOBAL DATA, 2017). O custo para a implantação de parques fotovoltaicos reduziu cerca de 58% entre 2010 e 2015 e é prevista uma redução adicional de 57% até 2025 (REN21, 2017).

Figura 9. Cenário da capacidade instalada FV no mundo

Fonte: Adaptado de Frahofer (2018).

A Tabela 3 resume, em bilhões de dólares americanos, a quantidade investida ao longo dos últimos anos em energias renováveis, em que para o ano 2017 a energia solar foi a única com um acréscimo de 18% dos investimentos em relação ao ano anterior de 2016. Dos 160 bilhões de dólares investidos 45 bilhões foram investidos em países desenvolvidos, 86,5 bilhões na China e 28,9 bilhões em países emergentes (REN21, 2018).

Tabela 3. Resumo dos investimentos em energias renováveis na última década

Tecnologia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Investimentos em bilhões de dólares americanos											
Solar	38,7	61,5	64	103,3	158,1	140,5	119,9	145,3	179,3	136,5	160,8
Eólica	60,9	74,8	79,5	101,5	87,2	83,6	86,4	110,7	124,7	121,6	107,2
Biomassa	22,9	17,5	15,1	16,9	20,2	15,8	14	12,7	9,4	7,3	4,7
Hidráulica	6,5	7,6	6,2	8,2	7,6	6,5	5,8	7	3,6	3,9	3,4
Biocombustíveis	27,4	18,2	10,2	10,6	10,6	7,2	5,2	5,2	3,5	2,1	2
Geotérmica	1,7	1,7	2,8	2,9	3,9	1,6	2,8	2,9	2,5	2,5	1,6
Oceânica	0,8	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Total	158,9	181,4	178,3	243,6	287,8	255,5	234,3	284,3	323,4	274	279,8

Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

Particularmente para a tecnologia fotovoltaica, a redução significativa nos custos de tecnologia observada permitiu que, mesmo com uma redução de 22% em 2013 dos investimentos em relação ao ano de 2012, houvesse um incremento de 32% na capacidade instalada de painéis fotovoltaicos (REN21, 2013).

Ao se comparar o custo atual da produção de energia para cada tipo de fonte aplicada ao Brasil, seja hidráulica, eólica ou térmica; alinhada à tendência contínua do incremento das tarifas de energia elétrica para o consumidor final, a energia fotovoltaica se torna uma opção interessante não só pela sua contribuição ao desenvolvimento sustentável de geração de energia, mas também pela sua importância dentro do planejamento da diversificação da matriz energética em longo prazo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014).

A elevada taxa de aprendizado no uso da tecnologia e o aumento da demanda na implantação de sistemas fotovoltaicos resultaram em uma redução de cerca de 50% dos custos dos módulos entre 2010 e 2014 (REN21, 2014b).

De acordo com os dados divulgados pela REN21 (2013) as incertezas da eficiência energética do chamado BOS (*balance of system*), que são os componentes que constituem a instalação de uma planta fotovoltaica com exceção dos módulos, inversores e estruturas metálicas, a produção em baixa escala e os altos custos de implantação formavam anteriormente entraves que estão sendo superados gradativamente com a consolidação do uso da tecnologia. A produção em larga escala contribuiu para a difusão e o decréscimo do custo de implantação, principalmente devido a contribuição significativa de países como a China (REN21, 2014b).

Estes dados traduzem a crescente expansão de renováveis em todo o mundo, mais especificamente da energia solar fotovoltaica nos últimos anos. Dentro deste contexto, faz-se necessário garantir o contínuo crescimento destas fontes de forma sustentável. Para isto deve-se atender a requisitos como flexibilidade e despachabilidade de geração. As fontes renováveis de características intermitentes podem atender a estes requisitos desde que possuam previsibilidade de despacho, o que pode ser obtido a partir do armazenamento destas fontes em diferentes formas, seja química, mecânica ou hidráulica (MARGETA e GLASNOVIC, 2011).

O vasto recurso hídrico presente no Brasil permitiu ao longo dos anos a construção de diversas usinas hidrelétricas, e muitas delas com reservatórios para armazenamento de energia significativamente grandes.

Conforme dito por Beluco *et al.* (2012) a máxima disponibilidade de recursos hídricos e solar existente é considerada como aquela insensível a períodos de estiagem extremas ou de variações bruscas oriundos de eventos atípicos, resultando em disponibilidade excessiva ou escassas às médias destes valores.

Desde 2007 pôde-se observar no Brasil períodos de estiagem mais rigorosos e duradouros, principalmente na região Nordeste. Fato que compromete o nível de alguns reservatórios de acumulação como é o caso de Sobradinho

A mudança climática prevista deverá influenciar de forma abrangente os índices de precipitação de chuva e a hidrologia. Ainda que estes impactos possam variar de local para local, de forma geral, a expectativa é que ocorram períodos curtos de chuvas intensas alternados por períodos de longas estiagens, em que assim a mudança climática afeta por consequência a disponibilidade de água e de energia; sendo ainda mais importante e necessário o armazenamento de água (WORLD ENERGY COUNCIL, 2016).

Os estudos referentes a perspectiva para o planejamento energético do Brasil já trazem a necessidade de um aprofundamento dos efeitos das mudanças climáticas e no regime das chuvas, a fim de se confirmar que o recente histórico de baixas vazões afluentes, principalmente na região do Nordeste, é conjuntural ou se trata de uma tendência permanente de um novo regime hidrológico em que os patamares de geração anteriores não serão mais alcançados. Com isso traçar estratégias de adaptação da geração em função das alterações climáticas uma vez que o aquecimento global interfere de forma direta na oferta de energia; principalmente pelo fato de que esta oferta no Brasil se baseia em sua maioria em fontes renováveis, com grande destaque para a fonte hidráulica. Isto põe em risco a confiabilidade e a disponibilidade da oferta de eletricidade devido a condições climáticas futuras, justificando assim a importância de se investir em uma matriz de tecnologias de geração diversificada e na governança da gestão dos recursos (MME, 2017).

É previsto para os próximos anos, conforme dito pela Agência Nacional de Águas (2017), que os períodos de índices máximos e mínimos vão se acentuar e que a variabilidade será cada vez menos regular, dificultando uma maior previsibilidade dos recursos e consequentemente um planejamento a médio e longo prazo para o melhor aproveitamento deste recurso.

Diversas pesquisas indicam que o Nordeste será uma das regiões mais afetadas com a falta de disponibilidade hídrica em consequência das mudanças climáticas. Alguns modelos de circulação geral feitos pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas, que tem como função simular o clima em escala global, apontam para esta escassez em função tanto do aumento da temperatura global quanto da redução dos níveis de precipitação.

Os estudos do PDE 2026 mostram que a região do Nordeste sofre com uma forte escassez de água, principalmente desde 2012. É citado que a Agência Nacional de Águas tem permitido a redução de vazão mínima defluente para valores inferiores a 1.300 m³/s (limite mínimo em condições normais) em usinas da bacia do rio São Francisco como Sobradinho, Xingó, Luiz Gonzada e Paulo Afonso. A usina hidrelétrica de Três Marias teve reduzida sua vazão mínima defluente desde março de 2014 para valores inferiores a 420 m³/s em virtude da redução gradativa da capacidade do volume útil acumulado devido a períodos consecutivos de estiagem. Isto reduz, por consequência a geração de energia no Brasil, em que no ano de 2017, foi um pouco superior a 2.000 MW médios em uma escala mensal, chegando a valores inferiores a 1.900 MW médios em uma escala diária (MME, 2017).

Sensibilidades realizadas pela EPE, considerando cenários de maior demanda por outros usos da água, de acordo com o Plano de Recursos Hídricos da Bacia do rio São Francisco 2016-2025, apresentaram uma redução média de geração hidráulica em torno de 10%, tanto para a expansão com a demanda de referência quanto para a expansão com a demanda alternativa (MME, 2017).

Um cenário com baixa disponibilidade hídrica no Nordeste torna este subsistema mais vulnerável e mais dependente da interligação do sistema de transmissão.

A situação referente ao abastecimento energético na região não tem um cenário mais dramático em função do papel fundamental que as usinas eólicas e térmicas têm feito na região, em que dados do ONS (ONS) mostram que estas duas fontes correspondem a 85% da geração do Nordeste no momento atual. O governo tem destacado a geração térmica fora da ordem de mérito para preservação do nível dos reservatórios, ainda que isto signifique um aumento na tarifa de energia elétrica; o que poderia ser ainda mais agravado caso o contexto econômico atual do Brasil não fosse de estagnação da economia em função do conturbado momento político vivenciado pelo país.

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A proposta se caracteriza por ser de natureza científica aplicada com o propósito de ser explicativo visando um objeto de estudo bibliográfico, a energia solar fotovoltaica integrada a energia hidráulica.

Primeiramente será realizada uma pesquisa bibliográfica com o intuito de se avaliar as características e o desempenho em operação das usinas fotovoltaicas.

Em seguida será feita uma pesquisa referente a utilização da complementariedade de fontes para a geração de energia. Posteriormente será estudada, tendo em vista as características da matriz energética brasileira, a operação conjunta de uma usina hidrelétrica com uma usina fotovoltaica.

Sendo assim será feito um exercício de simular a operação conjunta das fontes hidráulica e solar de forma a estas se complementarem e proporcionarem uma reserva adicional de energia em forma de água.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho será estruturado seguindo a divisão em capítulos conforme descrito abaixo:

- Capítulo 1: Introdução – São descritas as justificativas e motivações de estudo para que seja sugerida uma solução para o problema exposto.

- Capítulo 2: Características técnicas e de desempenho de usinas fotovoltaicas – É feita uma revisão da literatura onde são abordados conceitos da geração fotovoltaica, suas características, aspectos de funcionamento e desempenho.

- Capítulo 3: Contextualização de parques híbridos – É feita uma revisão bibliográfica referente a operação de usinas com diferentes fontes gerando energia de forma integrada.

- Capítulo 4: Utilização da complementariedade hidráulica-FV – É descrito, de forma mais aplicada e específica, a geração híbrida referente a integração de usinas solares fotovoltaicas em usinas hidrelétricas.

- Capítulo 5: Estudo de caso de uma usina híbrida hidráulica-FV – É desenvolvido um estudo aplicado de forma simulada a uma operação conjunta de uma

usina fotovoltaica a uma usina hidrelétrica, avaliando seu impacto no armazenamento adicional de energia em forma de água no reservatório.

- Capítulo 6: Análise da viabilidade econômico-financeira da implantação de uma usina híbrida – É feito um levantamento de custos da implantação e operação da usina híbrida, bem como de receita sugerida para se avaliar a viabilidade econômico-financeira do parque de operação conjunta.

- Capítulo 7: Conclusões e Discussões – São discutidos os resultados obtidos, analisando-se os benefícios da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica e os requisitos necessários para sua implantação.

- Capítulo 8: Sugestões para trabalhos futuros – São sugeridos temas para serem desenvolvidos em uma próxima etapa em virtude dos diversos desdobramentos proporcionados pelo estudo proposto.

2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E DE DESEMPENHO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Este capítulo busca descrever de forma mais detalhada as características de uma usina fotovoltaica e do recurso solar, os componentes e equipamentos de uma planta solar, seu desempenho em operação, avaliar os fatores que influenciam neste desempenho e explicar as métricas mais utilizadas para medir a geração de energia.

A energia proveniente do Sol se dá através de ondas eletromagnéticas por meio da radiação solar, que pode chegar a superfície terrestre de forma direta, difusa e devido ao albedo (URBANETZ, 2015).

Esta radiação quando medida de forma instantânea é denominada de irradiância da mesma forma que quando medida de forma integrada, ou seja, ao longo de um determinado período de tempo, é denominada irradiação (URBANETZ, 2015). Tanto a irradiância quanto a irradiação possuem parcelas diretas e difusas que quando somadas formam àquela denominada global. Quando se considera também a irradiância/irradiação devido ao albedo juntamente com a global têm-se, portanto a total (URBANETZ, 2015).

Esta energia pode ser aproveitada tanto de forma indireta pela conversão térmica em forma de calor quanto de forma direta a partir do efeito fotovoltaico.

Esta conversão é feita através da célula fotovoltaica que constitui a união de dois materiais, P e N, formando as chamadas junções P-N proporcionando assim um campo elétrico perene em seu interior que não depende de fonte externa.

Os semicondutores mais utilizados nas células são o silício (Si), o telúrio (Te), o cádmio (Cd), o cobre (Cu), o índio (I), o gálio (Ga), o selênio (Se), entre outros (RUTHER, 2004).

2.1 CARACTERIZAÇÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS NO BRASIL

A grande maioria dos empreendimentos fotovoltaicos cadastrados e habilitados estão localizados na região Nordeste, mais especificamente no estado da Bahia que contempla 34% de todos os projetos cadastrados referente aos três leilões federais de energia de reserva realizados, em outubro de 2014, agosto de 2015 e em novembro de 2015. Destaca-se ainda que o primeiro leilão foi feito pelo estado de

Pernambuco dentro do ambiente de comercialização livre em dezembro de 2014. Em seguida os estados do Piauí e Rio Grande do Norte também abrangem uma quantidade significativa dos empreendimentos.

Ao se comparar os aspectos técnicos é possível perceber que, em relação ao tipo de estrutura de suporte utilizada, o seguidor de 01 eixo tem se mostrado predominante até o momento. No primeiro leilão de 2014, 65% optaram pela utilização de estrutura com seguidor de 01 eixo e os dois leilões de reserva que sucederam no ano de 2015 obtiveram 93 e 73%, respectivamente. A opção desta escolha, dentre outros fatores, pode ser atribuída também a parcela significativa de irradiação direta relacionada a região onde se concentra a maioria dos empreendimentos.

Em relação a tecnologia de módulos fotovoltaicos a serem utilizados, o silício cristalino se mostra como sendo a principal opção. O primeiro leilão de reserva de 2014 mostrou que 97% dos projetos habilitados optaram pela utilização de silício policristalino e 3% para o silício monocristalino. A tecnologia de filme fino apareceu como opção somente nos leilões subsequentes, a partir do ano de 2015, somando cerca de 7% e 9%, respectivamente.

Já para o fator de dimensionamento de inversor (FDI) os valores, que contempla a relação entre a potência instalada de módulos fotovoltaicos e a potência dos inversores, estes valores variam desde 1,04 até 1,35 para o sobrecarregamento destes inversores.

2.2 POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO

O primeiro mapa solar do Brasil foi elaborado em 1978 divulgado na Revista Brasileira e Armazenamento por meio do trabalho “Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil” (G.S.S NUNES, R.G.B. ANDRE, R.L. VIANELLO e V.S. MARQUES, 1978) teve como objetivo conhecer a distribuição espacial e temporal da irradiação solar do Brasil. Já em 1996 são elaboradas as cartas solares a partir de modelos computacionais com dados de irradiação oriundos de satélites referentes aos anos de 1985 e 1986 e em 1998 é publicado o “Atlas de irradiação solar do Brasil” como resultado do desenvolvimento deste trabalho.

Em 2000 foi divulgada a primeira edição do “Atlas Solarimétrico do Brasil – banco de dados terrestres” publicado pela UFPE em parceria com a CHESF e conta

12 mapas de irradiação solar global diária - média mensal e 01 mapa com a irradiação solar global diária – média anual. Em 2017 foi publicado o “Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição” que leva em consideração uma base histórica de 17 anos de dados. Estes dados disponibilizam os índices de irradiação global horizontal, no plano inclinado, direta normal e difusa com uma resolução espacial de 10 km x 10 km para todo o Brasil (TIEPOLO, 2015).

2.2.1 Modelos de transposição da irradiação

A irradiação pode incidir sobre superfícies em diferentes inclinações e ângulo azimutal dependendo das diversas aplicações a serem feitas em projetos de engenharia, projetos de arquitetura, estudos agronômicos, meteorológicos e etc; sendo assim necessária a estimativa da sua intensidade no período de análise em função destas características para viabilizar sua correta utilização (SCOLAR, 2003).

As estimativas para a obtenção da irradiação no plano inclinado são baseadas em modelos de transposição que foram desenvolvidos e validados ao longo dos anos, como de Liu & Jordan 1963, Klucher 1979, Perez *et al.* 1987, Hay 1979 dentre outros. A diferença básica entre os modelos consiste na estimativa da irradiação difusa devido ao seu comportamento anisotrópico ser dependente das características atmosféricas do local estimado. Sendo assim o grau de incerteza desta estimativa se encontra na correta escolha do modelo mais adequado em função das características do local uma vez que os diversos modelos contemplam estudos de aplicação em diferentes composições atmosféricas (SCOLAR, 2003).

2.3 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

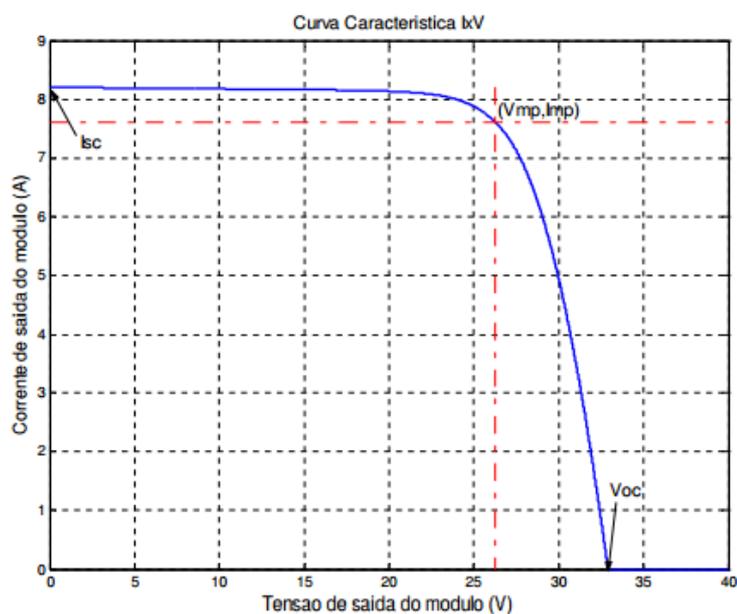
As tecnologias de módulos fotovoltaicos podem ser divididas basicamente em dois grupos, as células de tecnologia de silício do tipo cristalino com espessura média de 300 a 400 μm (RUTHER, 2004), ainda que estas espessuras têm apresentado a tendência de reduzir sua espessura para valores menores de 200 μm (ASSUNÇÃO, 2014) e as células de tecnologia de filme fino com a composição de diferentes elementos, com espessuras de cerca de 1 μm . Abaixo são listados alguns destes módulos:

- Tecnologia de silício cristalino – c-Si
 - Silício monocristalino – m-Si
 - Silício policristalino – p-Si
- Tecnologia de filme fino
 - Silício amorfo hidrogenado – s-Si
 - Telureto de cádmio – CdTe
 - Disselineto de cobre e índio – CIS ou CuInSe₂
 - Disselineto de cobre, índio e gálio – CIGS ou Cu(InGa)Se₂
 - Arsenieto de gálio – GaAs
 - Microamorfo ou microcristalino ($\mu\text{cSi/a-Si}$)

Finalmente, encontram-se as células da terceira geração, as células orgânicas e células híbridas ou multijunção como HIT/HJT (*heterojunction with intrinsic thin layer*) e PERC (*passivated emitter rear cell*).

Os módulos de silício cristalino possuem uma eficiência que podem chegar a valores acima de 20% em laboratório (FRAUNHOFER, 2018) e são utilizados de forma mais abrangente no mercado. Já os módulos de filmes finos, possuem eficiências inferiores necessitando assim de uma área maior para uma mesma potência instalada quando comparados aos módulos de silício cristalino, porém seu custo é mais baixo por utilizarem uma quantidade menor de material.

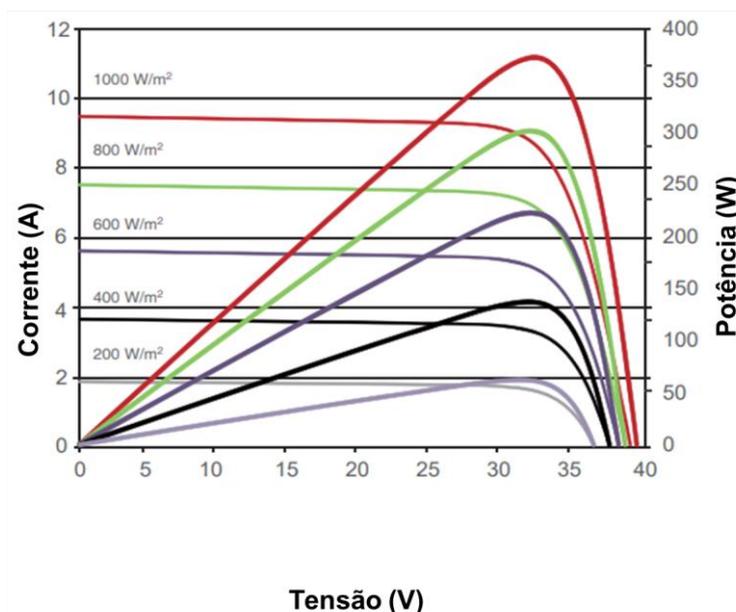
As principais características elétricas dos módulos são a tensão de circuito aberto (V_{oc}) correspondente a tensão do módulo que não há circulação de corrente, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) que se refere a corrente do módulo quando não há a presença de tensão, a potência máxima do módulo referente as condições padrão de teste (STC - standard test conditions) de 1000 W/m² a 25 °C e com uma massa de ar atmosférica igual a 1,5 em que o produto da tensão e corrente de operação é o maior possível. Estes parâmetros são melhor ilustrados na Figura 10 que mostra a curva característica teórica tensão x corrente de um módulo fotovoltaico.

Figura 10. Curva característica I x V do módulo fotovoltaico

Fonte: Torres (2012).

Segundo Casaro e Martins (2008), fatores como a temperatura, o nível de irradiância e a espessura de massa de ar (AM) influenciam de forma significativa estes parâmetros elétricos dos módulos. A corrente de saída dos módulos é diretamente proporcional e varia linearmente com a intensidade da irradiância. O aumento de temperatura reduz a eficiência do módulo reduzindo, de forma geral, a potência de saída do módulo. E ainda, a espessura da massa de ar representa a distância percorrida da luz solar ao entrar na atmosfera, e conseqüentemente a quantidade de massa de ar atravessada, que varia em função do ângulo de incidência da luz solar na superfície terrestre. De forma a demonstrar a influência, principalmente da temperatura e do nível de irradiância solar, destacam-se as curvas características para diferentes níveis de irradiância e temperatura o módulo do fabricante Jinko, como exemplo a ser mostrado nas Figura 11 e Figura 12.

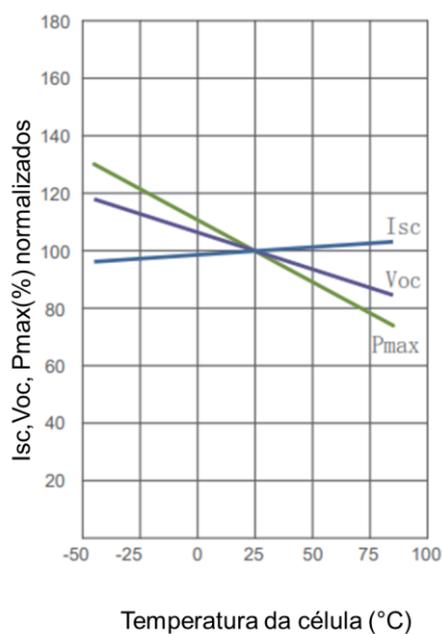
Figura 11. Curva I x V x P em função dos níveis de irradiância



Fonte: Jinko (2018).

A Figura 11 mostra a forte relação de dependência entre a intensidade da corrente de saída do módulo, e conseqüentemente com a potência, e a intensidade da irradiância solar.

Figura 12. Curva I x V em função dos níveis de temperatura

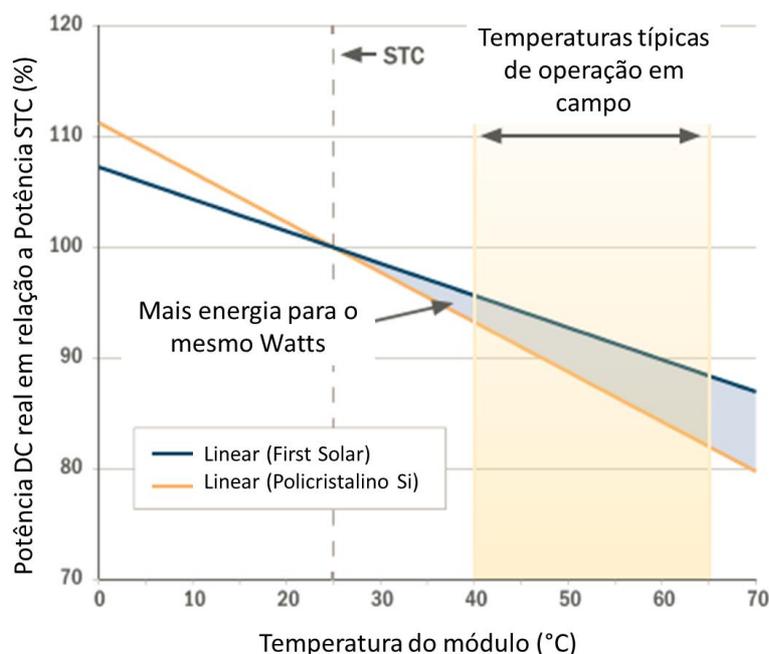


Fonte: Jinko (2018).

Já a Figura 12 mostra que o aumento da temperatura reduz de forma muito mais significativa a tensão de saída do módulo quando comparado o aumento de corrente, o que resulta em um decréscimo da potência de saída do módulo.

Destaca-se que a influência da temperatura será diferente para cada tipo de tecnologia de módulo empregada. Sendo assim, pode observar que o coeficiente de temperatura para o módulo de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) série 4 do fabricante First Solar ilustra um valor menor quando comparado este coeficiente com módulos de tecnologia de silício cristalino, conforme mostra a Figura 13.

Figura 13. Comparação do decaimento da potência em função do aumento de temperatura para c-Si e CdTe



Fonte: First Solar (2016).

2.4 COMPONENTES DOS SISTEMAS FV

2.4.1 Inversor

O inversor é o equipamento responsável por converter a energia elétrica em corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada

(CA), permitindo assim sua utilização dentro das mesmas características de forma de onda, harmônicos e frequência da rede de distribuição (TORRES, 2012). Destaca-se que a forma de onda senoidal produzida pelo inversor utiliza a forma de onda da rede elétrica de distribuição como referência, logo, em caso de desligamento e consequente ausência de tensão desta rede, o inversor também é desligado evitando assim o fenômeno de ilhamento (NASCIMENTO, 2013).

Os inversores podem, portanto, ser classificados como do tipo comutados pela própria rede elétrica de distribuição em que o inversor utiliza o sinal de tensão e frequência da rede para sincronismo, ou aqueles do tipo auto-comutados em que o sincronismo é feito de forma independente da forma por meio da parametrização do inversor.

Uma das funções do inversor é buscar o ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico em função do rastreamento do ponto da curva corrente versus tensão característica dos módulos que proporciona seu maior valor de potência, que varia em função do nível de irradiância e da temperatura de operação dos módulos ao longo do dia (NASCIMENTO, 2013).

O dimensionamento do inversor deve levar em consideração tanto esta faixa de tensão mínima e máxima que o inversor opera em modo de rastreamento do ponto de máxima potência bem como a tensão e corrente máxima admissível na entrada. Os inversores podem ter ainda transformadores de tensão de baixa ou alta frequência incorporados que tem como principais finalidades a isolação galvânica e adequação ao nível de tensão necessária da saída em CA. O modo de operação dos inversores pode ser em função do controle de corrente ou controle de tensão (URBANTEZ, 2015).

2.4.2 Condutores

Os condutores elétricos deverão possuir nível de isolação adequada para que evitem o surgimento de correntes de fuga e comprometam assim o desempenho do sistema, uma vez que a configuração de um sistema fotovoltaico pode elevar o nível de tensão em corrente contínua a valores entre 1000 e 1500V. Devem possuir proteção contra raios UV, tendo em vista que sua instalação está sujeita a incidência direta de radiação solar. O dimensionamento das bitolas deve ser calculado em função

das perdas assumidas tanto para o circuito de corrente contínua quanto para o circuito de corrente alternada (NASCIMENTO, 2013).

2.4.3 Sistema de monitoramento

Um sistema de aquisição de dados tem por objetivo permitir a coleta e o tratamento das grandezas referente a avaliação de desempenho do sistema, buscando-se quantificar a produtividade do gerador fotovoltaico, seu fator de desempenho, seu índice de disponibilidade permitindo assim uma análise da confiabilidade e da geração de energia do sistema referente a um determinado período.

O monitoramento dos níveis de irradiação solar pode ser feito por meio de piranômetros ou células de referência. Já os dados elétricos de potência e energia podem ser medidos diretamente pelo inversor onde são armazenados pelo *datalogger* para posteriormente serem coletados e tratados estes dados. Além destas medições podem também ser feitas de forma complementar, medições de temperatura de operação dos módulos, da pressão atmosférica do local, de temperatura, pressão e umidade ambiente, da velocidade e direção do vento.

2.4.4 Sistemas de proteção

Os sistemas de proteção dos sistemas fotovoltaicos servem para garantir a integridades dos componentes a partir do seccionamento e isolamento entre o equipamento e o ponto de sobrecorrente ou sobretensão. Os fusíveis e os disjuntores protegem o circuito elétrico contra sobrecorrente (TORRES, 2012) atuando de forma a isolar os componentes. Este isolamento pode ser feito de forma manual, no caso de uma manutenção, ou pela atuação do dispositivo de proteção.

As caixas de fusíveis (*string boxes*) protegem as associações de módulos em série antes da interligação em paralelo na saída das caixas. O dimensionamento dos dispositivos de proteção deve levar em consideração tanto a corrente de curto circuito dos módulos ou das suas associações série/paralela como a natureza da carga a ser protegida em função das diferentes características elétricas que existem entre os circuitos CA e os circuitos CC.

Quando é feita a instalação de um sistema fotovoltaico deve-se atentar para o correto aterramento das estruturas metálicas, dos componentes metálicos e do circuito do arranjo fotovoltaico (RUTHER, 2004).

Um sistema de proteção contra descargas atmosféricas visa evitar que as tensões induzidas ocasionadas por estas descargas comprometam o funcionamento naqueles componentes condutores do fotovoltaico como as estruturas metálicas, as molduras dos módulos e nos próprios cabos. Destaca-se que o sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) o garante a proteção contra os efeitos indiretos das descargas como, interferências eletromagnéticas ou centelhamentos.

Os dispositivos de proteção contra surtos (DPS) atuam de forma complementar ao sistema SPDA protegendo os componentes do sistema fotovoltaico contra sobretensões causadas por estas descargas. Os DPS são classificados de acordo com seu grau de exposição a descargas elétricas. Os DPS de Classe I são utilizados para descargas de alta intensidade, quando sua instalação se faz necessária no ponto de entrada da rede elétrica. Já os DPS de Classe II são indicados em instalações em que a rede de distribuição elétrica não alimenta diretamente a rede elétrica da edificação. Recomenda-se sua instalação tanto no lado de entrada CC do inversor quanto no lado de saída CA tendo em vista que este equipamento está sujeito a falhas sob picos de tensão que podem ocorrer em ambos os lados.

Os diodos, que podem ser de desvio (*by-pass*) ou de fileira (bloqueio), tem como função evitar eventuais falhas que possam ocorrer nos módulos e/ou nas suas associações em série e paralelo buscando o não aparecimento de pontos quentes nos módulos. Estes diodos visam evitar curto-circuitos e correntes inversas entre módulos e entre fileiras devido ao surgimento de diferenças de potenciais diferentes das esperadas. Nos módulos fotovoltaicos são encontrados os diodos de *by-pass* nas associações série das células deste módulo, em que caso ocorra uma falha de uma destas células da série que pode ocorrer por diferenças elétricas construtivas ou por sombreamento por exemplo, o diodo permite o isolamento destas células sem comprometer o funcionamento do módulo como um todo. De forma análoga são instalados diodos de fileira (bloqueio) em séries de módulos protegendo assim as outras séries de módulo instaladas em paralelo. Destaca-se que os diodos de bloqueio podem ainda serem substituídos, quando aplicável, por fusíveis.

2.4.5 Estruturas metálicas de fixação

As estruturas metálicas servem de suporte para a instalação dos módulos fotovoltaicos, devem possuir proteção anticorrosiva, devem ser capazes de suportar a forças de vento e quando instaladas devem, quando possível, permitir a ventilação para arrefecimento dos módulos fotovoltaicos. Podem ser do tipo:

- Estruturas fixas para serem instaladas em telhados de edificações ou diretamente cravadas ao solo.
- Estruturas móveis com seguidores de 01 ou 02 eixos que utilizam um sistema de rastreamento da trajetória do sol.

2.5 FATORES DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FV

Fatores ambientais como vento, temperatura, umidade, presença de particulado em suspensão afetam o desempenho do sistema fotovoltaico adicionando perdas a este sistema, bem como fatores característicos das definições feitas durante o dimensionamento como escolha dos equipamentos que incorrem em perdas elétricas (*mismatch*, ôhmicas, de eficiência e etc), gastos com operação e manutenção, características de instalação, dentre outras (NASCIMENTO, 2013).

2.5.1 Sombreamento

O sombreamento pode ocorrer tanto de forma contínua, devido às características físicas do local, como de forma temporária, na ocorrência de uma passagem de nuvem por exemplo, provocando assim uma perda da energia produzida. O sombreamento de uma célula provoca a dissipação de corrente na forma de calor devido a esta célula se comportar como uma carga nesta condição resultando assim nos chamados “pontos quentes” que podem ter seus efeitos minimizados com a utilização dos diodos de *by-pass* (LOPES, 2013).

2.5.2 Sujeira

Quanto maior a irradiação disponibilizada para a conversão do efeito fotovoltaico, maior a potência gerada. Esta irradiação ao entrar na atmosfera terrestre percorre, até chegar ao plano de incidência dos módulos, uma massa de ar que provoca a dispersão de parte desta irradiação. Uma parte é absorvida por nuvens e gases atmosféricos e uma outra parte é refletida (PEREIRA *et al.*, 2006; RUTHER, 2004).

De forma análoga, quando há a presença de sujeira na superfície de incidência dos módulos, a irradiação absorvida também é reduzida aumentando assim as perdas de geração. Sendo assim uma inclinação mínima dos módulos de 10° é recomendada para que se permita a autolimpeza a partir da chuva (NASCIMENTO, 2013).

Fatores adicionais como sujeiras não homogêneas que proporcionam perdas também por descasamentos elétricos (*mismatch*) entre aqueles módulos que estão limpos e aqueles que estão sujos, bem como o tipo de tecnologia fotovoltaico utilizada proporcionam impactos da sujeira de diferentes formas.

2.5.3 Condições climáticas e de instalação dos módulos

As características climáticas do local de instalação como frequência e intensidade dos ventos, temperatura ambiente, umidade e pressão atmosférica afetam diretamente o desempenho de um sistema fotovoltaico influenciando de diferentes maneiras em virtude da tecnologia empregada e do tipo de instalação feita, seja no solo ou de forma integrada à edificação. Em locais de alta temperatura ambiente, módulos instalados de forma integrados a coberturas de edificações, não permitindo a adequada ventilação, podem chegar a temperaturas de operação de cerca de 80°C (NASCIMENTO, 2013). Isto provoca uma redução significativa na tensão de operação dos módulos e conseqüentemente no desempenho do sistema. A presença de umidade agrava a degradação das células fotovoltaicas, reduzindo a vida útil, pois causa a fragilização do material encapsulante aumentando assim a resistência série das células contribuindo para diminuição do desempenho do sistema como um todo (MEKHILEF *et al.*, 2012; SEFID *et al.*, 2012).

2.5.4 Fator de dimensionamento do inversor (FDI)

O fator de sobrecarregamento, ou fator de dimensionamento do inversor (FDI), ou ainda a razão CC/CA faz referência a relação de potência de módulos fotovoltaicos nas condições padrão de teste em função da potência nominal em corrente alternada de inversores (RUTHER, 2006).

A partir da otimização e do aumento da relação entre a potência instalada de módulos e a potência em corrente alternada dos inversores é possível, de forma geral, se obter uma melhor relação técnico/econômica tendo em vista que se otimiza indicadores importantes de projeto como o custo nivelado de energia e a taxa interna de retorno (MOUNETOU *et. al.*, 2014).

O fator de sobrecarregamento deve levar em consideração as características climáticas do local de instalação, o tipo de tecnologia de módulo empregado, os limites de operação do inversor e outros fatores que levam a obtenção deste fator uma tarefa não tão simples e genérica (KRATZENBERG *et. al.*, 2013).

Fatores como, limitações da margem de escoamento da rede que está sendo interligada, a demanda de potência reativa imposta pela rede, a degradação anual dos módulos e vida útil considerada para a planta, também devem ser considerados durante a determinação do fator de sobrecarregamento.

Ao se aumentar a relação entre a potência de inversor e a potência de módulos aumenta-se, além da potência que o inversor é submetido, mas também o nível de curto-circuito que é imposto ao inversor. Destaca-se, porém que a potência de módulo considerada para o sobrecarregamento faz referência a valores nas condições ideais de operação (STC), que muitas vezes são atingidas somente durante intervalos de tempo muito restritos ao longo do dia dependendo da região em questão. Boa parte da geração também se dá em períodos de baixos índices de irradiância quando comparados ao valor de 1000 W/m², igualmente observado em períodos como o início da manhã e final da tarde (KRATZENBERG *et. al.*, 2013).

Quando é observada uma potência de geração nos módulos superior a potência nominal do inversor, este passa então a limitar a potência de saída em corrente alternada, provocando assim perdas por limitação de potência (*clipping loss*).

A curva de potência dos inversores obedece a sua relação com a temperatura de operação, em que quanto mais elevada for esta temperatura menor será sua potência podendo chegar inclusive a interromper por completo a conversão de potência. Este aumento de temperatura do inversor pode ser resultado tanto das condições climáticas mais severas quanto de uma operação do próprio inversor em uma faixa da curva de eficiência não adequada em virtude da definição de um fator de dimensionamento incorreto. Por isso a importância de se definir um fator de sobrecarregamento que atenda a estas faixas de operação ótimas do inversor (KRATZENBERG *et. al.*, 2013).

Em função das características climáticas do local de instalação, a curva de distribuição de irradiação em função da sua resolução temporal pode ter uma influência significativa nas estimativas de perdas pela limitação de potência por parte do inversor. Grande parte das simulações numéricas feitas para se estimar a geração de energia são feitas considerando-se uma média dos índices de irradiação em uma base horária de medição. As diferenças observadas entre os índices de irradiação, ao se comparar com uma base de minuto a minuto, podem chegar a valores por exemplo de 5% (BURGER, 2006).

O aumento da relação de CC/CA pode levar a uma redução significativa de custos uma vez que promove a diminuição da relação custo por kWh gerado em função do impacto financeiro obtido tanto em relação a inversores, cabeamento, infraestrutura e etc (MOUNETOU *et. al.*, 2014).

Dentro deste contexto um dos maiores desafios se encontra em obter-se uma relação de sobrecarregamento ótima para o inversor, que não penalize de forma excessiva a produção energética e que também proporcione reduções de custo substanciais que melhorem os indicadores de projeto. Em função do fator de escala em que se encontra uma usina solar, esta relação ganha uma importância ainda maior quanto maior for a potência da usina solar.

2.6 ÍNDICES DE MÉRITO

Os índices de méritos são utilizados para que seja possível a comparação em termos de desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos, localizados em

diferentes lugares e de potências distintas (OLIVEIRA, 2000) (BENEDITO, 2009) (MARION *et al*, 2005).

2.6.1 Produtividade

A produtividade pode ser definida como o desempenho do sistema fotovoltaico quando relacionado com sua potência instalada, refletindo assim a quantidade de energia é produzida para cada unidade de potência instalada (NASCIMENTO, 2013).

A produtividade de um sistema fotovoltaico pode ser medida a partir da relação entre a energia gerada em um determinado período sobre a potência instalada (URBANETZ, 2012).

$$Produtividade = \frac{Energia\ gerada\ (kWh)}{Potência\ instalada\ (kWp)} \quad (1)$$

2.6.2 Taxa de desempenho (*Performance Ratio*)

A relação entre a produção de energia de um sistema fotovoltaico levando em consideração suas perdas, como sujeira, não-homogeneidades elétricas entre módulos, influência da temperatura, sombreamentos, eficiência do inversor, perdas ôhmicas no cabeamento, dentre outras; e a produção máxima possível de energia é determinada como a taxa de desempenho deste sistema (*performance ratio*). Esta razão é feita entre a produtividade e a quantidade de horas de Sol a 1.000 W/m² que incide no plano do módulo fotovoltaico (URBANETZ, 2012).

$$PR = \frac{Produtividade}{\frac{Irradiação}{1000}} (\%) \quad (2)$$

Valores típicos de taxa de desempenho para sistemas fotovoltaicos padrão podem ser considerados entre 70% a 80% (URBANETZ, 2015).

2.6.3 Fator de capacidade

O fator de capacidade reflete o montante de energia gerada que o sistema fotovoltaico produz em relação a quantidade de energia que o sistema seria capaz de produzir se operasse durante 24 horas por dia (URBANETZ *et. al.*, 2012). Esta relação pode ser calculada em função da equação 03.

$$FC = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potência instalada FV} \times 24 \times \text{dias}} (\%) \quad (3)$$

3 CONTEXTUALIZAÇÃO DE PARQUES HÍBRIDOS

Este capítulo irá apresentar os conceitos e aplicações referente a operação de parques híbridos, fazendo uma revisão bibliográfica dos estudos feitos até o momento e descrevendo a importância da utilização da complementariedade de fontes como contribuição para o armazenamento de energia.

Conforme ilustram os relatórios do IRENA (2016), a fonte solar fotovoltaica tem se tornado uma fonte cada vez mais competitiva tendo reduzido 58% de seus custos desde 2010 até 2015 e com uma tendência de continuar esta redução em adicionais 57% para o período de 2015 a 2025. A demanda por energias renováveis vem aumentando com o decorrer dos anos indicando um potencial global de geração de energia por fontes renováveis de 3316,94 TWh/ano em 2050 (REN 21, 2017). Dentro do contexto Brasil, a expansão de renováveis prevista até 2026 será em torno de 23,5 GW de capacidade instalada (MME e EPE, 2017). Muito desta expansão está baseada na necessidade de se atender as exigências globais referente às mudanças climáticas em função do consumo de combustíveis fósseis, que tende cada vez mais a diminuir com o intuito de se reduzir a emissão de gases do efeito estufa.

3.1 HISTÓRICO DA APLICAÇÃO DE PARQUES HÍBRIDOS

Conforme descrito por Li e Qui (2015), os estudos referentes a aplicação de parques híbridos realizados até o presente, além de terem sido feitos em pequena escala e para sistemas isolados, sempre focaram na integração de uma fonte intermitente com outra fonte gerada a partir da queima de combustível fóssil, com a utilização de geradores diesel. Outros estudos que contemplam a integração de fontes renováveis foram feitos para o atendimento de demandas em sistemas isolados, para viabilizar a eletrificação em ambientes rurais, ou ainda para abastecimento e irrigação de água com a utilização de sistema de bombeamento alimentado por fontes intermitentes. Estudos referentes a complementariedade de geração entre parques eólicos com parques solares em larga escala têm despertado o interesse de diversos pesquisadores, porém ainda não é visto de forma significativa estudos referentes a integração de parques solares e hidrelétricas.

Alguns estudos que propõem metodologias para avaliação da complementariedade entre as fontes solar e eólica, visando inclusive estudos de otimização para o sistema de transmissão, indicam a criação de produtos de leilão de energia específicos para a contratação de usinas híbridas; tentando de alguma forma contornar as restrições de escoamento para as fontes eólica e fotovoltaica (EPE, 2017).

A grande maioria dos estudos feitos até hoje fazem referência a estratégias de operação a curto prazo em pequena escala ou sistemas isolados, em que a qualidade da energia fornecida não é um fator preponderante. Estimativas de longo prazo de geração híbrida em uma base horária são problemas mais complexos de resolução, de características não lineares onde a existência de plataformas que auxiliam nestes estudos é escassa ou inexistente (LI E QUI, 2015).

Destaca-se ainda que dentre os estudos feitos até o momento sobre geração híbrida, 90% destes foram realizados em termos de análise econômicas e de viabilidade, sendo muito poucos relacionados ao controle e operação. Esta quantidade fica ainda mais reduzida quando se faz referência a usinas híbridas de larga escala (DESMUKH E DESMUKH, 2008).

Sendo assim, o contexto de uma inserção cada vez maior na matriz energética traz a necessidade do desenvolvimento de outras soluções, mais viáveis tanto economicamente quanto tecnicamente. O estudo destas soluções, como o complemento entre si de diferentes fontes intermitentes, se torna peça fundamental para o futuro sustentável dos sistemas de energia.

Dentro destas soluções, a complementariedade entre eólica e solar foi a que mais teve destaque até o ano de 2018; havendo assim uma lacuna em análises similares com outras fontes renováveis, como a integração da energia hidráulica e solar, por exemplo.

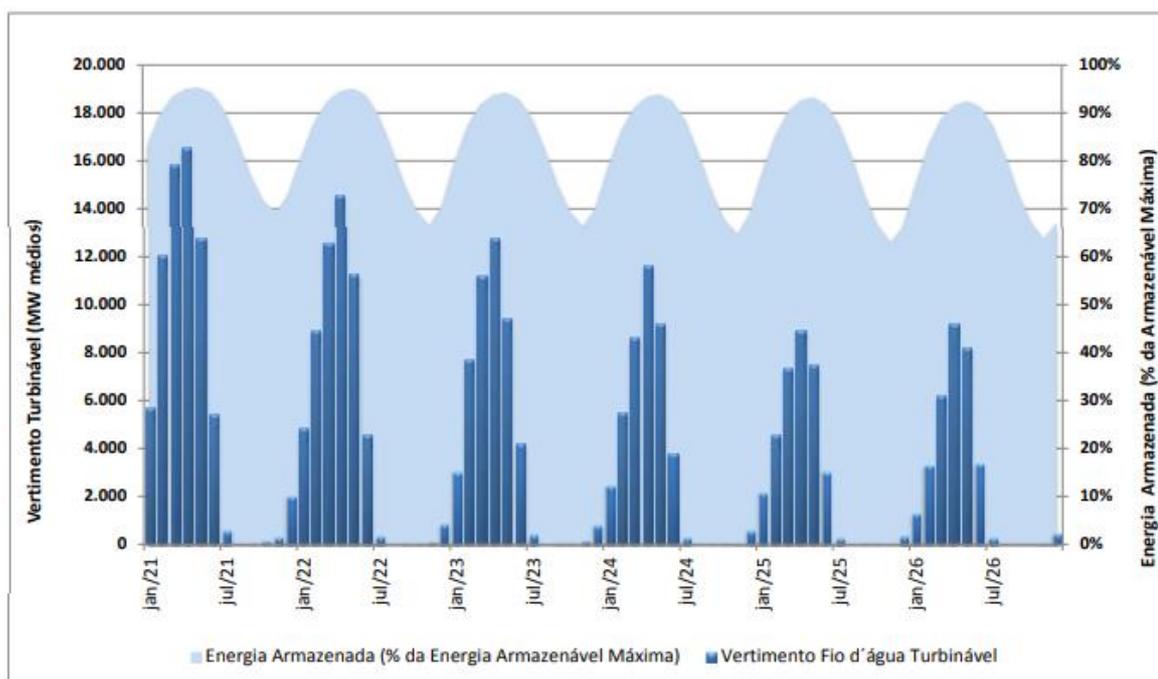
A operação integrada, de uma fonte solar com uma hidráulica, por exemplo, deverá buscar maximizar a geração de energia, e conseqüentemente a receita gerada, a partir da mínima utilização possível de água do reservatório buscando também a estabilidade de geração ao se minimizar as flutuações de potência presentes na geração fotovoltaica. Toda vazão de água necessária a geração hidráulica de uma turbina corresponde a geração fotovoltaica será armazenada em forma de energia potencial no próprio reservatório.

3.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

As previsões futuras mostram que, além de geração térmica necessária para o atendimento a demanda, há também a necessidade de uma geração complementar; que aumenta a cada ano subsequente em função do aumento da participação de energias renováveis intermitentes, principalmente eólica e solar. Outro fator que influencia de forma significativa na necessidade da potência complementar a expectativa de redução da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas, aumento das perdas por deplecionamento e redução da capacidade de flexibilidade de operação (MME, 2017).

A Figura 14 retirado do PDE 2026 ilustra que entre os meses de janeiro e junho a capacidade de armazenamento será mais elevada, devido ao período mais intenso de chuvas, em que de forma análoga o período de setembro a dezembro esta capacidade diminui significativamente. Destaca-se que a tendência ao longo dos próximos anos é da redução tanto da capacidade de armazenamento quanto de vertimento turbinável (MME, 2017).

Figura 14. Tendência de armazenamento e vertimento turbinável



Fonte: MME (2017)

Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia. A Expansão de Referência apresenta um aumento na energia armazenável máxima do SIN inferior a 1% entre 2017 e 2026. Isso faz com que o sistema passe a operar com uma característica sazonal marcante, definida pela disponibilidade dos recursos naturais e com enorme dificuldade de estocar nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez. Essa característica traz novos desafios para a operação do sistema, mas também traz maior previsibilidade sobre as necessidades de despacho termelétrico (MME, 2017).

O PDE 2026 menciona que, principalmente a partir de 2021, haverá uma necessidade denominada “potência complementar” tendo em vista a inserção em massa de fontes intermitentes. Além da necessidade do atendimento à demanda máxima, também devem ser consideradas alternativas que possibilitem a flexibilidade necessária ao atendimento a demanda horária e a respostas a variação instantânea de carga e demanda em curto prazo. Algumas alternativas sugeridas pelo plano são as usinas térmicas, a motorização adicional em usinas hidrelétricas, implantação de usinas reversíveis, baterias e ainda o gerenciamento da resposta pelo lado da demanda (MME, 2017).

A opção de armazenamento de energia mais amplamente estudada faz referência ao uso de baterias, que requerem a necessidade de um controle específico do gerenciamento de carga (WANG *et al.* 2015). Dentro do contexto da aplicação em larga escala constituem um alto investimento tanto de implantação quanto de manutenção, possuem vida útil relativamente curta, entre 3 a 5 anos dependendo da tecnologia, possuem perdas por conversão e a necessidade de acondicionamento restrito devido a presença de componentes explosivos e de poluentes que podem ser prejudiciais quando em contato com o meio ambiente (GLASNOVIC E MARGETA, 2009). Outras opções de armazenamento são possíveis como a utilização de reservatórios de água, que armazenam energia potencial seja em reservatórios secundários ou com a utilização de usinas reversíveis; reservatórios de ar comprimido, hidrogênio, gás natural sintético ou ainda volantes de inércia.

As soluções, entretanto, existentes até o momento e utilizadas em maior abrangência possuem complicadores que podem limitar sua aplicação, como o alto

custo ou ainda o fato de não serem soluções livres de emissões de gases poluentes (KOUGIAS *et al.*, 2016). Além da utilização dos bancos de baterias conforme mencionado, estas soluções dizem respeito a integração de uma fonte intermitente com outra fonte considerada firme, como carvão, gás ou nuclear, porém poluente.

A integração entre fontes intermitentes permite que se minimize ou possivelmente que se dispense o uso de bancos de baterias em larga escala bem como a necessidade de grandes montantes de reservas girantes (FANG *et al.* 2017), em que se deve levar em consideração um determinado valor como reserva girante, por exemplo 10% da geração, indicando assim que o sistema possui capacidade para absorver um aumento instantâneo de demanda de até 10% da geração de momento (KOUGIAS *et al.* 2016).

4 UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DE DIFERENTES FONTES

Este capítulo busca apresentar os impactos previstos com a inserção cada vez mais crescente de energias renováveis, mostrando como a aplicação da complementariedade de diferentes fontes, em especial, a hidráulica e solar para o contexto do Brasil, pode trazer benefícios para a operação destas fontes e conseqüentemente para o sistema energético brasileiro.

4.1 INSERÇÃO EM LARGA ESCALA DE FONTES INTERMITENTES

A geração fotovoltaica tem por característica ser intermitente devido a sua dependência de geração com as condições climáticas que são variáveis a todo instante. Sua fonte é relativamente permanente e abrangente, porém convive com a intermitência devido a variabilidade com que a energia solar atinge a superfície do solo. O aparecimento de nuvens, o ciclo de dia e noite afeta de forma direta sua geração.

Este fato se torna ainda mais relevante, principalmente quando opera de forma individual onde a intermitência e a instabilidade impactam ainda de forma mais direta quando existe a necessidade da transmissão de grandes potência em longas distâncias por meio das linhas de transmissão, em que mudanças bruscas no fluxo de potência dificultam ainda mais o controle de tensão e frequência da rede interligada gerando instabilidade de geração (LI e QUI 2015).

De forma global, conforme citado por An *et al.* (2015), a inserção tanto de usinas solares quanto de usinas eólicas conectadas diretamente ao sistema interligado tem aumentado de forma gradativa em função da inserção cada vez maior de energias renováveis na matriz energética. Sendo assim, estas usinas operando de forma individual, exigem reservas girantes que aumentam proporcionalmente ao aumento da inserção destas fontes na matriz energética, encarecendo a operação do sistema interligado.

Se a geração fotovoltaica está diretamente interligada na rede, estas variações de geração podem impactar na estabilidade de geração do sistema, dificultando a regulação de picos de carga e necessitando assim de uma significativa

reserva girante para garantir o atendimento a todo instante da demanda (An *et al.* 2015).

4.2 APLICAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE HIDRÁULICA-SOLAR

Conforme descrito por Li e Qui (2015), o complemento de geração a partir de hidrelétricas pode se tornar uma opção muito interessante tendo em vista a possibilidade de rápido ajuste da potência gerada e da estabilidade de geração proporcionada pela operação conjunta com as turbinas hidráulicas.

A matriz energética do Brasil é constituída em sua grande maioria, cerca de 63% (ANEEL, 2017), de usinas hidrelétricas presentes em todas as regiões do país sendo interligadas em um complexo sistema interligado de transmissão de aproximadamente 120.000 km de extensão (ONS, 2017).

Sabe-se que a construção de grandes usinas hidrelétricas tem diminuído consideravelmente nos últimos anos, e que no Brasil a grande maioria dos parques de fontes renováveis, principalmente eólico e solar, se concentram na região Nordeste, em que em contrapartida, a maior demanda de carga está localizada da região Sudeste (ONS, 2017). Sendo assim longas distâncias e alta capacidade de transmissão são soluções indispensáveis para acomodar grandes montantes de potências geradas a partir de usinas de fontes renováveis e assim, uma transmissão relativamente constante desta energia se faz necessária.

Dentro deste contexto de expansão das energias renováveis, principalmente quando se trata de grandes usinas, seu fornecimento em longas distâncias deverá ser feito de forma estável, constante e com a qualidade necessária; em que isto pode ser obtido a partir da geração coordenada de diferentes fontes, como por exemplo, solar e hidráulica (AN *et al.* 2015). Quando a energia fotovoltaica é interconectada à rede, as variações de carga devem ser compensadas pela energia hidráulica a fim de atender os picos e flutuações de demanda compensando assim a geração renovável do tipo fotovoltaica e se tornando um papel fundamental na estratégia de operação do sistema nacional.

Em comparação com a energia fotovoltaica, a energia hidráulica promove uma energia confiável, despachável e flexível. Sua geração, entretanto, depende da disponibilidade de água nos reservatórios e por consequência, da ocorrência de

períodos chuvosos recorrentes que permita o reestabelecimento dos níveis normais de operação destes reservatórios. Estes reservatórios são muitas vezes utilizados para outras aplicações além da geração de energia como, por exemplo, de irrigação, abastecimento urbano, navegação, consumo industrial, dentre outros. Isto torna a importância ainda maior da constante disponibilidade de água no reservatório a partir da correta utilização deste recurso em suas diferentes aplicações e da economia de água quando integrada sua operação à outra fonte complementar.

4.3 IMPORTÂNCIA DA UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES HIDRÁULICA-SOLAR

Segundo Fang *et al.* (2017), fatores como o aumento populacional, o desenvolvimento industrial e as mudanças climáticas contribuem ainda mais para a necessidade da otimização da utilização dos recursos hídricos. Dada a importância destes recursos para a sociedade estudos cada vez mais frequentes tem trazido a atenção de pesquisadores e agências regulatórias de todo o mundo. Dentro deste contexto, o estudo da operação ou projeto de um parque híbrido solar/hidráulico permite uma utilização otimizada destes recursos hídricos, seja a partir do dimensionamento de um reservatório otimizado ou do consumo mais reduzido da água de um reservatório já construído onde se incorpora um parque solar.

As usinas hidrelétricas possuem vantagens operacionais como uma rápida partida e parada, especialmente quando operam como compensadores síncronos, e grande flexibilidade de ajuste da curva de saída de geração. Isto proporciona um papel fundamental na regulação dos picos de carga podendo assim ser considerada uma energia despachável de alta confiabilidade. Se uma usina hidrelétrica está localizada próxima a uma usina fotovoltaica, estas fontes tem a possibilidade de operar de forma combinada, aumentando assim a qualidade de geração como um todo, em que estas características de complementariedade de fontes e flexibilidade de operação proporcionam vantagens competitivas entre as outras fontes intermitentes.

Os reservatórios de acumulação servem para atender as diferentes condições de operação mesmo com variações diárias e sazonais de disponibilidade do recurso hídrico e da demanda de carga. Esta forma de armazenamento de energia soluciona alguns destes complicadores descritos anteriormente referente a utilização da energia

fotovoltaica em larga escala, dando condições assim para a continuidade da expansão e do crescimento da tecnologia, além de se evitar a adição de um impacto ambiental negativo se fosse escolhida a implementação de bateria em vez da utilização dos próprios reservatórios (GLASNOVIC E MARGETA, 2009).

Uma usina fotovoltaica com potência similar a uma unidade geradora de uma usina hidráulica pode operar em paralelo com esta compartilhando a estrutura de interligação na rede e contribuindo assim para atender a demanda de forma estável, despachável e confiável, permitindo tanto uma economia de água do reservatório quanto a estabilização da curva de geração fotovoltaica a partir da atuação rápida das turbinas hidráulicas (AN *et al.*, 2015).

Conforme descrito por An *et al.* (2015), a compensação de energia fotovoltaica a partir da energia hidráulica pode ser caracterizada em duas fases:

-Em um primeiro momento a partir de uma regulação rápida e em menor escala das palhetas do distribuidor. A unidade geradora hidráulica permite suavizar a curva em forma de “dente de serra” da geração fotovoltaica amenizando estas variações bruscas inerentes da energia solar.

-Em um segundo momento, a partir da quantidade de energia potencial armazenada em reservatório e da flexibilidade da geração hidráulica. Esta permite tornar a geração fotovoltaica despachável a partir de uma geração constante que complementa os períodos em que não se produz energia fotovoltaica devido a ausência de irradiância solar.

A partir da compensação pode-se reduzir para valores bem menores a quantidade de reserva girante que estaria prevista para atender, a princípio, igualmente a mesma quantidade da capacidade instalada de fontes intermitentes, permitindo assim uma operação mais otimizada e de menor custo.

4.4 METODOLOGIA PARA A UTILIZAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE DAS FONTES HIDRÁULICA-SOLAR

Baseado na disponibilidade hídrica pode-se avaliar o balanço entre a demanda de carga e a energia gerada para um determinado período, a relação de distribuição de carga entre a hidrelétrica e a usina fotovoltaica, a capacidade da

hidrelétrica compensar a usina fotovoltaica e a capacidade do parque híbrido de regular os picos de demanda.

Deve-se levar em consideração não somente os níveis mínimos e máximos do reservatório da usina hidrelétrica, bem como a vazão mínima necessária para se garantir a vazão natural do rio.

A geração de energia hidráulica depende da quantidade de água nos reservatórios, em que assim turbinas hidráulicas possuem uma maior disponibilidade durante períodos úmidos e, conseqüentemente, uma restrição maior de geração durante períodos secos. Em contrapartida, a geração fotovoltaica é privilegiada em períodos secos devido a ausência de nuvens proporcionando períodos maiores de irradiância contínua. Em períodos chuvosos, em que a tendência da geração solar é menor, a geração hidráulica durante este período é privilegiada permitindo assim, na teoria, uma complementariedade em diferentes estações ao longo do ano entre estas fontes.

A geração solar durante o dia permite a economia de água nos reservatórios para assim ser utilizada durante o período noturno e em horários de pico ao final do dia permitindo assim o atendimento aos picos de demanda e conseqüentemente reduzindo o consumo de água para tal.

Neste sentido a complementariedade das fontes pode ser considerada bidirecional podendo ser avaliada tanto da perspectiva de geração fotovoltaica quanto da perspectiva da geração hidráulica. A curto prazo a energia hidráulica auxilia na compensação da geração intermitente e variável da energia fotovoltaica. A médio e longo prazo quando há economia de água do reservatório em função da geração fotovoltaica durante o dia para permitir o atendimento aos picos de demanda de forma mais planejada.

Em tese, quanto maior a contribuição da energia fotovoltaica no sistema híbrido, menor a contribuição da energia hidráulica e assim maior a energia armazenada nos reservatórios. Da mesma forma, quando a geração fotovoltaica diminui em função da intermitência a energia hidráulica pode rapidamente compensar a geração fotovoltaica, em que assim esta complementariedade de geração permite uma geração final relativamente constante, confiável e despachável.

An *et al.* (2015), sugere que, a partir da perspectiva do sistema elétrico de potência, a usina fotovoltaica deverá possuir a mesma potência de uma turbina hidráulica, buscando assim atender ao despacho de energia exigido de toda a usina

hidrelétrica. Toda energia possível de ser compensada pela planta fotovoltaica será armazenada em forma de energia potencial no reservatório. A usina solar pode ser considerada, portanto, como uma “turbina hidráulica virtual”. A energia intermitente e não despachável da fonte fotovoltaica quando operada de forma individual é, portanto, convertida em uma energia estável, constante e despachável quando integrada com a usina hidrelétrica; em que esta por sua vez pode armazenar mais energia para utilização durante períodos críticos de estiagem e aumentar a produção energética do parque, aumentando conseqüentemente a receita de geração a partir de um custo de investimento minimizado em função do aproveitamento de toda a infraestrutura já existente da usina hidrelétrica, tanto em termos de conexão quanto de instalação do próprio parque solar.

No caso de construção de novas usinas hidrelétricas incorporadas com usinas fotovoltaicas, deve-se levar em consideração o dimensionamento do reservatório em função da quantidade de vazão vertida necessária para se garantir a segurança da barragem. Este cálculo, que influencia de forma determinante na viabilidade econômica do projeto de uma usina hidrelétrica, será influenciado diretamente a partir da inserção de uma planta solar integrada na geração hidráulica, permitindo assim uma redução destes custos a partir da diminuição de tamanho do reservatório e da área alagada diminuindo, portanto, os impactos ambientais associados.

Conforme sugerido por Fang *et al.* (2017), uma solução alternativa seria a construção de um reservatório secundário de menor capacidade que podia ser utilizado tanto para realimentar o reservatório principal quanto para servir de forma separada às outras aplicações necessárias como irrigação, abastecimento e etc. Uma outra solução proposta para integração seria a instalação de módulos fotovoltaicos sobre estruturas flutuantes ou ainda aproveitando a própria área disponível da barragem (TEIXEIRA *et al.* 2015).

Destaca-se que devido ao alto investimento e ao longo prazo de implantação necessário para a construção de usinas hidrelétricas, somado ao fato de que o Brasil por possuir uma grande abundância de recursos hídricos em exploração ao longo dos anos por meio de hidrelétricas, a aplicação mais viável seria a incorporação destas usinas fotovoltaicas em plantas hidrelétricas já existentes.

Isto também se justifica com a exploração de recursos hídricos cada vez mais limitada e com restrições ambientais mais rigorosas. A construção de novas usinas

hidrelétricas de grande porte com reservatórios de ampla capacidade de armazenamento será cada vez mais difícil (CANALES E BELUCO, 2015).

Fatores como o contexto acima considerado o gargalo visto nos últimos anos referente a margem de escoamento do sistema de transmissão para novas usinas indicam um cenário atual que aponta para investimentos em expansões e modernizações de usinas já existentes, em contrapartida a construção de grandes usinas hidrelétricas observado durante as últimas décadas.

5 ESTUDO DE CASO DE UMA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FV

Este capítulo irá abordar como os modelos e suas limitações em relação a estimativa de geração de energia feita até o momento, o histórico recente de operação dos reservatórios do Brasil, bem como apresentar a modelagem proposta para a usina híbrida hidráulica-fotovoltaica de Irapé e descrever como esta operação conjunta pode contribuir para o armazenamento adicional de energia em forma de água.

5.1 MODELOS UTILIZADOS PARA ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

As ferramentas e modelos computacionais hoje utilizados para a avaliação do atendimento a demanda máxima possuem limitações, devido a falta de uma discretização horária nestes modelos, para a análise das alternativas de potência complementar para o atendimento a demanda de ponta. As análises atuais não conseguem identificar que a necessidade da geração complementar não ocorre somente durante a demanda máxima, porém também ao longo das horas do dia não permitindo, portanto que as metas mensais sejam mantidas, em que assim os níveis de armazenamento e de custo de geração esperados a cada mês não traduzem a necessidade real resultante da simulação mensal. Sendo assim, a discretização em uma base horária faz-se cada vez mais necessária para melhor prever a geração do sistema futuro (MME, 2017).

O estudo de atendimento horário, realizado externamente e após a execução das simulações mensais com o Newave, realça a necessidade de aperfeiçoamento das atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico. Modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica. Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta (MME, 2017).

É identificada, portanto, a necessidade de modelos que permitam estimar de forma estatística os recursos de fontes não controláveis, como o regime de ventos e da disponibilidade solar, para reduzir assim as incertezas associadas as estimativas de geração destas fontes, trazendo assim mais confiabilidade para o planejamento energético e permitindo que estes recursos sejam explorados de forma correta e otimizada. Sendo assim, faz-se necessário o desenvolvimento de novas metodologias de simulação que possam contribuir para a operação do sistema elétrico, subsidiando o planejamento estratégico do setor trazendo maior atratividade de investimentos.

Estes modelos computacionais, em um primeiro momento, deverão migrar para uma base horária buscando assim representar os efeitos característicos das fontes de regimes intermitentes. Isto irá permitir estimar de forma mais assertiva os despachos térmicos e a utilização dos recursos hídricos.

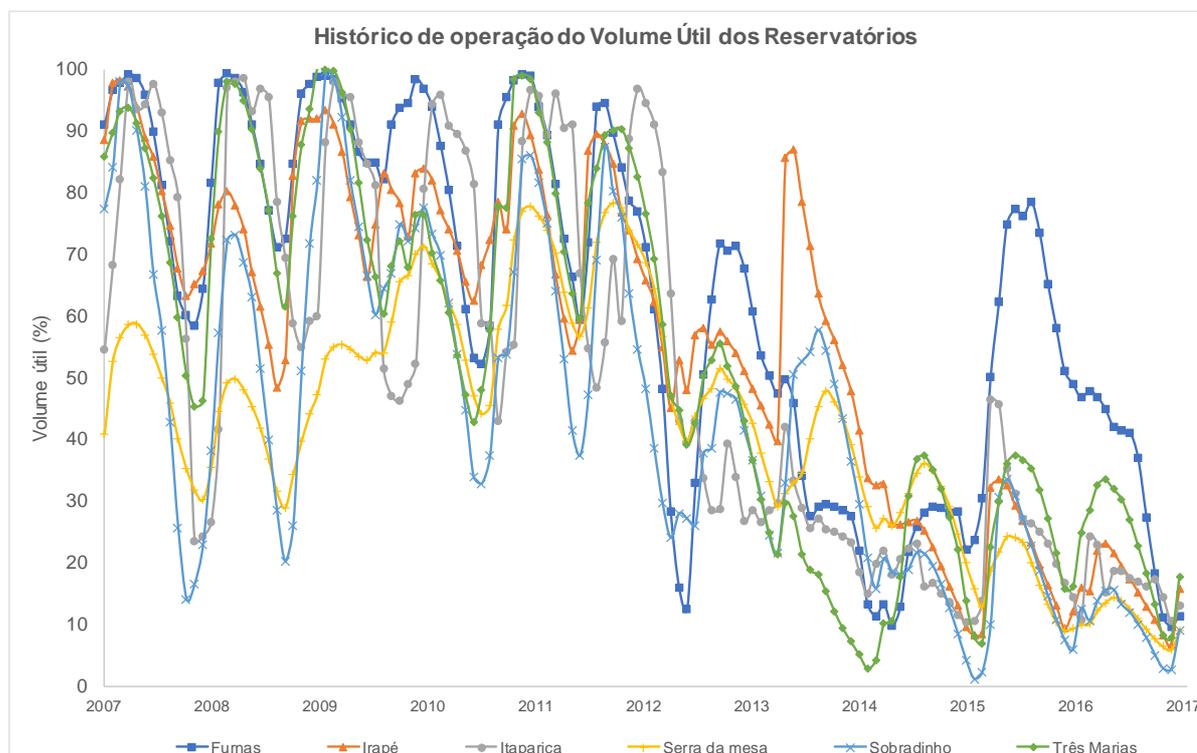
Assim o planejamento pode se beneficiar de ferramentas que permitam avaliar de forma mais adequada os impactos da expansão crescente da geração de energia renovável na matriz brasileira. Este é um desafio mundial e deve ser um dos objetivos a ser perseguido por todos os agentes do setor elétrico (MME, 2017).

5.2 CONTEXTO ATUAL DE UTILIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

Conforme dito por Beluco *et al.* (2012) a máxima disponibilidade de recursos hídricos e solar existente é considerada como aquela insensível a períodos de estiagem extremas ou de variações bruscas oriundos de eventos atípicos, resultando em disponibilidade excessiva ou escassas às médias destes valores.

Desde 2007 e destacadamente a partir de 2012, pôde-se observar no Brasil períodos de estiagem mais rigorosos e duradouros; principalmente na região Nordeste. Fato que compromete o nível de alguns reservatórios principais de acumulação conforme é ilustrado na Figura 15, que mostra o histórico de operação da última década relativo ao volume útil dos reservatórios de Furnas (bacia Grande), Irapé (bacia do Jequitinhonha), Itaparica, Sobradinho, Três Marias (bacia do São Francisco) e Serra da Mesa (bacia do Tocantins).

Figura 15. Histórico de operação dos reservatórios de 2007 a 2017



Fonte: Adaptado de dados do ONS (2018)

Ao se analisar os históricos de operação desde 2013, é possível verificar que os índices pluviométricos estão cada vez mais abaixo das médias históricas. Nota-se uma tendência cada vez menor da capacidade de utilização do volume útil destes reservatórios. A tendência de níveis cada vez mais baixos, conforme mostrado graficamente, podem vir a comprometer a operação destas usinas, acelerar o deplecionamento dos reservatórios e diminuir significativamente a capacidade de armazenamento de energia para atender a picos de demanda.

A mudança climática prevista deverá influenciar de forma abrangente os índices de precipitação de chuva e a hidrologia. Ainda que estes impactos possam variar de local para local, de forma geral, a expectativa é que ocorram períodos curtos de chuvas intensas alternados por períodos de longas estiagens, em que assim a mudança climática afeta por consequência a disponibilidade de água e de energia, sendo ainda mais importante e necessário o armazenamento de água (World Energy Council, 2016).

É previsto conforme dito pela Agência Nacional de Águas (2017), que os períodos de índices máximos e mínimos vão de acentuar e que a variabilidade será

cada vez menos regular, dificultando uma maior previsibilidade dos recursos e conseqüentemente um planejamento a médio e longo prazo para o melhor aproveitamento deste recurso.

Diversas pesquisas indicam que o Nordeste será uma das regiões mais afetadas com a falta de disponibilidade hídrica em consequência das mudanças climáticas. Alguns modelos de circulação geral feitos pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas, que tem como função simular o clima em escala global, apontam para esta escassez em função tanto do aumento da temperatura global quanto da redução dos níveis de precipitação.

O vasto recurso hídrico presente no Brasil permitiu ao longo dos anos a construção de diversas usinas hidrelétricas, e muitas delas com reservatórios para armazenamento de energia significativamente grandes, como é o caso da UHE Irapé.

5.3 MODELAGEM DA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FOTOVOLTAICA DE IRAPÉ

O aproveitamento hidrelétrico de Irapé está situada no estado de Minas Gerais, próxima aos municípios de Grão Mogol e Berilo. A usina está instalada no rio Jequitinhonha, uma das principais bacias hidrográficas da região nordestina juntamente com o rio São Francisco. Possui a função não somente de geração de energia, como também de regularização de recursos hídricos da região, promove o abastecimento de água para a população, fornece água para irrigação e agropecuária; auxiliando assim no desenvolvimento sócio-econômico da região do vale do Jequitinhonha.

O reservatório de Irapé é dito de acumulação possuindo a barragem mais alta do Brasil com cerca de 205 metros de altura e uma área superficial de aproximadamente 137 km². Sua capacidade de armazenamento gira em torno de 265 bilhões de litros de água ao se considerar sua cota nominal de 550 metros. A casa de força compreende 3 (três) unidades geradoras acionadas por turbinas tipo Francis com potência unitária de 120 MW, totalizando 360 MW.

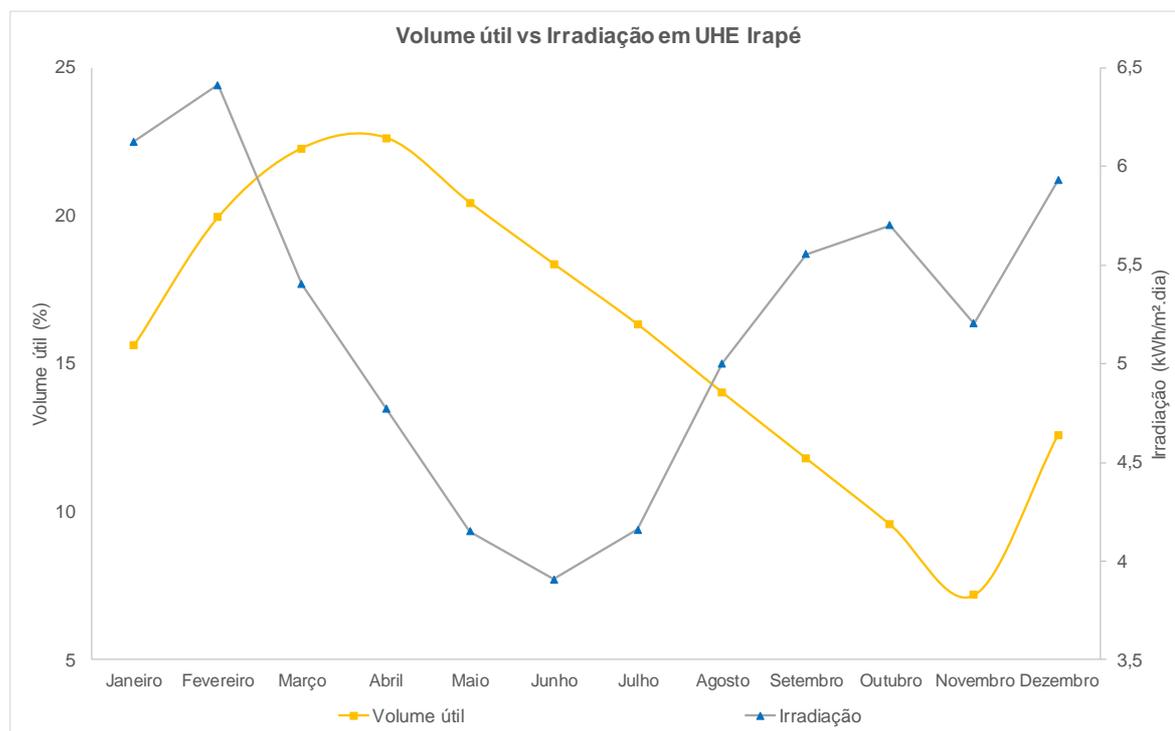
O estudo de caso propõe avaliar o armazenamento adicional possível de ser realizado ao se incorporar à usina hidrelétrica uma planta solar de igual potência de uma turbina Francis correspondente a 120 MW. Assim a aplicação do complemento das fontes solar e hidráulica se traduz no conceito de tornar a geração fotovoltaica

uma vazão adicional ao reservatório. Este complemento irá depender de fatores como a variação interanual dos recursos, o regime de operação da usina hidrelétrica, a disponibilidade operacional da unidade geradora, do despacho requerido, dentre outros (MARGETA E GLASNOVIC, 2011).

Os dados reais de geração consolidados, que contemplam estas variáveis, foram obtidos do histórico de operação da usina disponibilizados pelo ONS e tratados para serem analisados. Sendo assim foi obtida a média mensal da capacidade útil do volume do reservatório referente ao ano de 2017, considerado um ano de baixa pluviosidade na região, e comparou-se com a disponibilidade de irradiação na mesma região, conforme ilustrado na Figura 16, em que assim se observa uma possível complementariedade em relação a disponibilidade útil do reservatório em função da variação dos índices de irradiação.

Nos meses em que, historicamente, a disponibilidade de água diminui a valores mínimos o índice de irradiação atinge valores máximos indicando assim que este recurso pode ser utilizado para armazenar o recurso hídrico em períodos críticos quando se faz mais necessário. Em contrapartida, em meses chuvosos onde o reservatório possui sua maior disponibilidade de água é quando os índices de irradiação diminuem justamente devido aos maiores índices pluviométricos registrados para este período.

Figura 16. Relação entre o volume do reservatório e a irradiação



Fonte: Adaptado de dados do ONS (2018) e Pereira *et al* (2017)

Foram obtidos os dados mensais de irradiação solar do local a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição (Pereira *et al.* 2017). Em seguida, com o auxílio do software *PVsyst* foram gerados os dados sintéticos de irradiação em uma base horária, tendo em vista que a característica de geração da energia fotovoltaica possui significativa variação a curto prazo, trazendo a necessidade da representação destes dados em uma escala menor que a escala mensal (EPE, 2018).

A geração de energia hidráulica da usina de Irapé foi obtida a partir dos dados diários referente ao histórico de operação disponibilizados pelo ONS para o ano de 2017. Este ano foi escolhido para a simulação proposta tendo em vista este período ser tanto um período recente de operação como também um período de destacada estiagem observada, em que assim representa de forma mais significativa o propósito do estudo sugerido. Foram obtidos também como os dados de nível de montante, volume útil, vazão afluente, defluente, turbinada e vertida.

A formulação do problema foi feita considerando a premissa do balanço de volumes da usina, em que:

Se a Vazão Afluente > Vazão Defluente, o nível de montante aumenta;

Se a Vazão Afluente = Vazão Defluente, o nível de montante permanece constante;

Se a Vazão Afluente < Vazão Defluente, logo o Volume útil diminui.

A vazão defluente considera a soma da vazão turbinada com a vazão vertida. Destaca-se que os dados de vazão vertida para todo o período analisado mostram que a característica de operação do reservatório é de não possuir energia excedente, ou seja, o reservatório não repõe seu volume útil total, onde assim toda água acumulada é aproveitada para a geração de energia; uma premissa importante para a estimativa realizada.

O rendimento da turbina foi obtido a partir dos dados hidráulicos e de geração disponíveis referente ao histórico de operação da usina. Este rendimento foi assumido, de forma simplificada como constante durante cada passo da simulação.

Sendo assim a partir do balanço de volumes é possível estabelecer uma relação da geração fotovoltaica que correspondente ao volume acrescido referente a vazão turbinada que uma turbina hidráulica deveria consumir durante o período de geração considerado.

A formulação para o cálculo de geração hidráulica, de forma simplificada, pode ser representada de proporcionalmente a uma determinada vazão e queda em um determinado instante:

$$E_H = K * Q * H \quad (4)$$

Em que:

K = pode ser considerada uma constante que representa a densidade específica da água, a gravidade e os rendimentos mecânicos (turbina e circuito hidráulico) e elétricos (gerador);

Q = vazão (m³/s);

H = queda (metros).

Sendo assim, a partir de integração com uma outra fonte estima-se que uma nova vazão será consumida, menor que a real em função da geração sugerida em paralelo de uma “turbina virtual” propiciar uma vazão armazenada proporcional a geração solar fotovoltaica:

$$E_{H(n)} - E_{S(n)} = K * Q_{(n)} * H_{(n)} \quad (5)$$

Em que:

$E_{H(n)}$ = Energia hidráulica do passo “n”;

$E_{S(n)}$ = Energia solar fotovoltaica do passo “n”.

$Q_{(n)}$ = Vazão do passo “n”;

$H_{(n)}$ = Queda do passo “n”.

$$E_{H(n)} - E_{S(n)} = K * (Q_{T(n)} - Q_{armaz(n)}) * H_{(n)} \quad (6)$$

Em que:

$Q_{T(n)}$ = Vazão turbinada do passo “n”;

$Q_{armaz(n)}$ = Vazão armazenada do passo “n”;

A vazão armazenada sugerida é proporcional a um volume armazenado que pode ser representado com um aumento no nível de montante do reservatório:

$$Q_{armaz(n)} \propto \Delta H_{(n)} \quad (7)$$

Em que:

$\Delta H_{(n)}$ = aumento do nível do reservatório em função do volume adicional armazenado.

Portanto, uma nova queda deverá ser considerada ao ser soma este incremento de nível com o nível atual do reservatório:

$$H_{(n+1)} = \Delta H_{(n)} + H'_{(n)} \quad (8)$$

Em que:

$H_{(n+1)}$ = nova queda a ser considerada para o passo “n+1”;

$H'_{(n)}$ = queda atual do reservatório no passo “n”;

Assim, o passo seguinte deve considerar a nova queda calculada:

$$E_{H(n+1)} - E_{S(n+1)} = K * Q_{(n+1)} * H_{(n+1)} \quad (9)$$

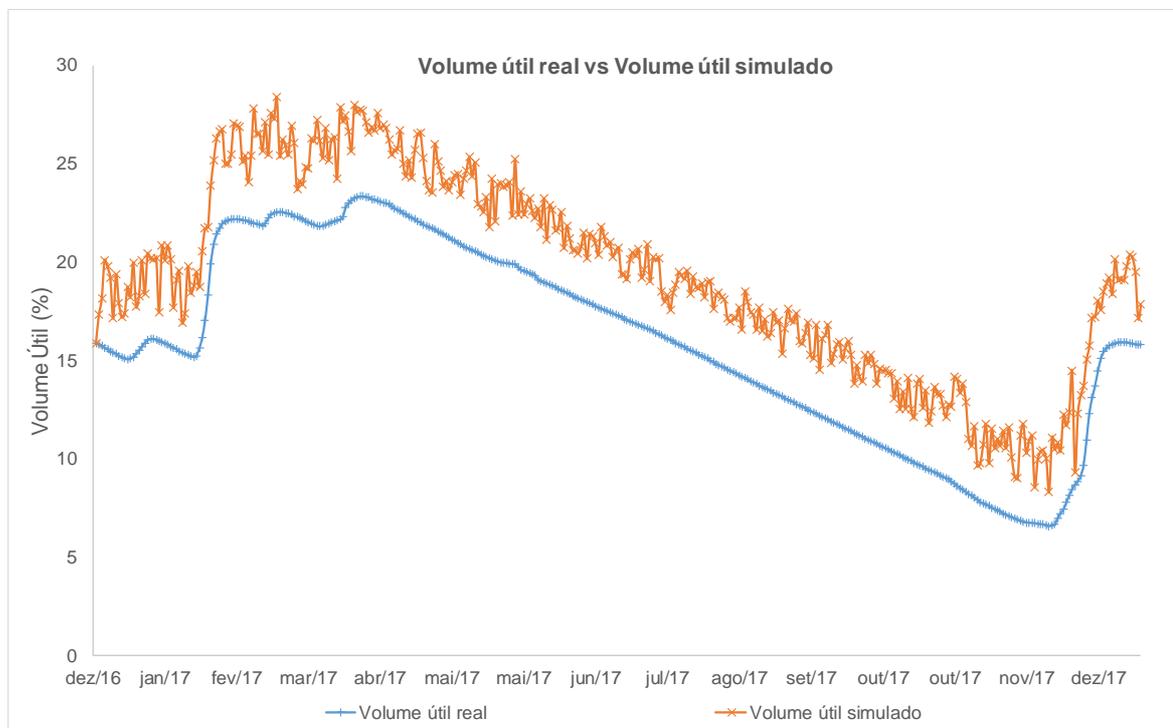
A partir da metodologia descrita foram simulados passos em uma escala temporal diária de operação híbrida, com o auxílio do *MS Excel*, em que a cada nova iteração a variável “nova queda” é adicionada para se calcular a quantidade de água adicional armazenada no passo seguinte.

Destaca-se que foi obedecido um limite mínimo de 30% da potência nominal referente a geração hidráulica em operação a fim de atender de forma conservadora a curva de colina da turbina. E ainda, de forma simplificada foi considerado constante em todos os passos o rendimento da geração hidráulica.

5.4 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PROPOSTA DA USINA HÍBRIDA

Ao final dos 365 passos foi obtido um volume adicional de água armazenada que corresponde a uma geração de 258.045,30 MWh.ano. Destaca-se que para o ano escolhido para análise, o fator de capacidade de geração da usina hidrelétrica foi igual a 13,79%, em que a garantia física contratada de 207,9 MW médios corresponde a um fator de capacidade de 52,11% aproximadamente. Considerando o armazenamento de água simulado, representado em forma de energia adicional disponível, este fator de capacidade da usina hidrelétrica sobe para 21,98%. Considera-se a potência adicional instalada referente a usina solar fotovoltaica o fator de capacidade da usina híbrida é igual a 16,48%.

O acréscimo percentual calculado ao volume útil considerando os dados históricos diários para o ano de 2017 pode ser observado no gráfico da Figura 17 onde ilustra-se a curva do volume útil real do reservatório em comparação com o volume útil simulado estimado a partir do armazenamento adicional de água em função da geração fotovoltaica integrada a usina hidrelétrica.

Figura 17. Comparativo do volume útil real vs volume útil simulado

Fonte: Elaboração do próprio autor

A Tabela 4 mostra tanto em termos percentuais quanto em acréscimo de cota de montante o aumento simulado do volume útil do reservatório para cada mês do ano considerado. Apesar de se mostrarem relativamente pequenos, fazem referência ao volume de todo o reservatório de Irapé, considerado de grande acumulação com capacidade de mais de 265 bilhões de litros de água, em que assim estes acréscimos representam quantidades significativas de armazenamento adicional de água.

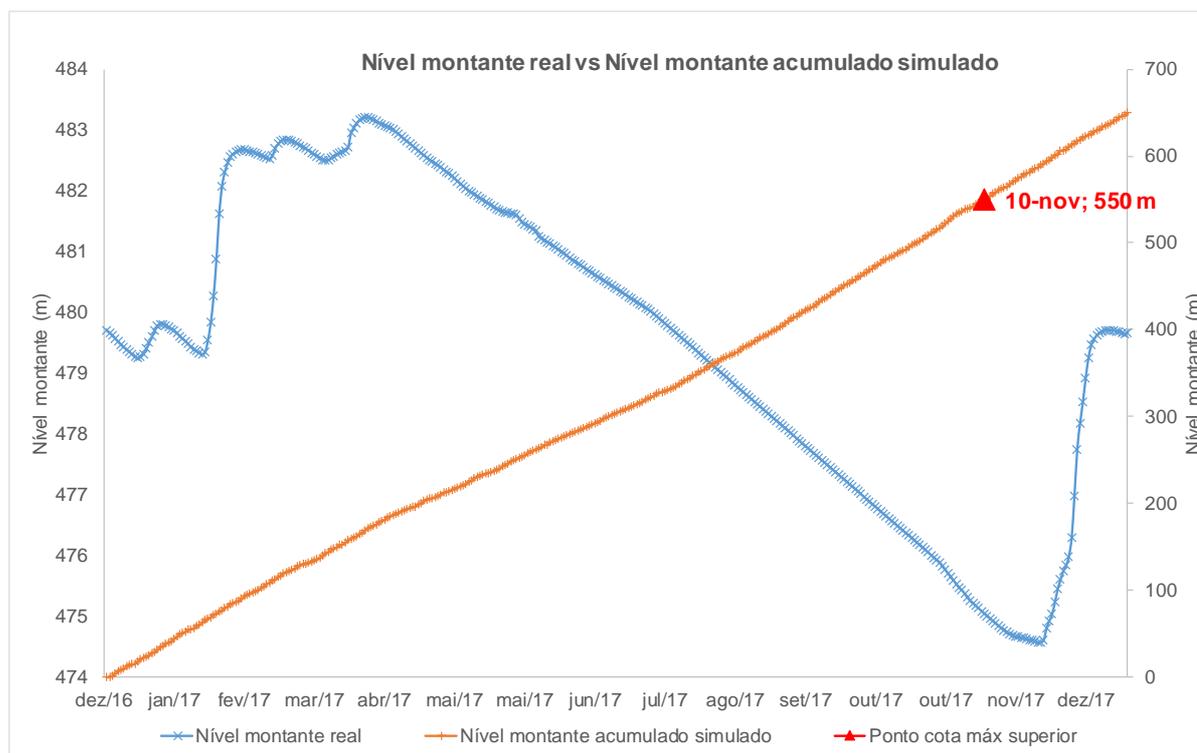
Tabela 4. Acréscimo percentual de volume (%) e de cota (metros) para cada mês

Mês	Acréscimo de volume simulado em relação ao volume real (%)	Acréscimo de cota simulada em relação a cota real de montante (m)
Janeiro	3,25	1,79
Fevereiro	3,93	1,91
Março	3,79	1,72
Abril	3,44	1,61
Maio	3,28	1,51
Junho	3,17	1,48
Julho	3,09	1,57
Agosto	3,37	1,84
Setembro	3,70	2,03
Outubro	3,76	2,09
Novembro	3,31	1,85
Dezembro	3,52	1,95

Fonte: Elaboração do próprio autor

O gráfico da Figura 18 mostra que o armazenamento adicional de água no reservatório representado de forma acumulada teria capacidade para restabelecer 100% do volume útil, definida pela cota máxima de 550 metros, em um período de aproximadamente 11 meses considerando o regime de operação da usina solar fotovoltaica simulada.

Figura 18. Gráfico do nível de montante real vs nível de montante acumulado simulado



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA A USINA HÍBRIDA

Para se avaliar a influência da potência fotovoltaica a ser incorporada a usina hidráulica realiza-se uma análise de sensibilidade a fim de observar o impacto da potência escolhida no nível de armazenamento adicional resultante.

Sendo assim, impõe-se degraus de 60 MW de potência e observa-se sua influência na energia armazenada total, nos fatores de capacidade calculados e no tempo para restabelecimento do volume útil total do reservatório. Os resultados são resumidos na Tabela 5, em que o $FC_{(\text{hidro com armaz})}$ diz respeito ao cálculo do fator de capacidade híbrido com armazenamento considerando somente a potência hidráulica instalada. Já o $FC_{(\text{híbrido})}$ diz respeito ao fator de capacidade híbrido que leva em consideração tanto a potência hidráulica instalada quanto a potência fotovoltaica instalada.

Tabela 5. Sensibilidade em função do aumento de potência FV

Potência (MW)	Qtd meses para 100% vol. Útil	Energia Adicional FV (MWh)	FC(hidro com armaz)	FC (híbrido)
60	15	129.553	17,90%	13,43%
120	10	258.045	21,98%	16,48%
180	9	385.672	26,02%	19,52%
240	8	513.979	30,09%	22,57%
300	8	643.737	34,21%	25,66%
360	8	771.344	38,25%	28,69%

Fonte: Elaboração do próprio autor

Os resultados da análise de sensibilidade ilustram que o acréscimo de potência fotovoltaica instalada aumenta a energia total gerada da usina como um todo e conseqüentemente o fator de capacidade de geração conforme esperado. Porém em relação ao tempo de restabelecimento do nível nominal do reservatório é possível observar que a partir de 240 MW instalados não há mais ganho efetivo em termos de energia armazenada. Isto se deve ao fato de que o volume adicional a partir desta potência é transformado em vazão vertida e não mais armazenada. A Tabela 6 faz referência a normatização destes valores para facilitar a análise.

Tabela 6. Normatização dos benefícios de redução do tempo para 100% do volume útil e aumento de energia

Potência (MW)	Normatização do tempo para 100% Vol. Útil	Normatização do aumento da capacidade de produção de energia
60	1,00	1,00
120	1,50	1,23
180	1,67	1,45
240	1,88	1,68
300	1,88	1,91
360	1,88	2,14

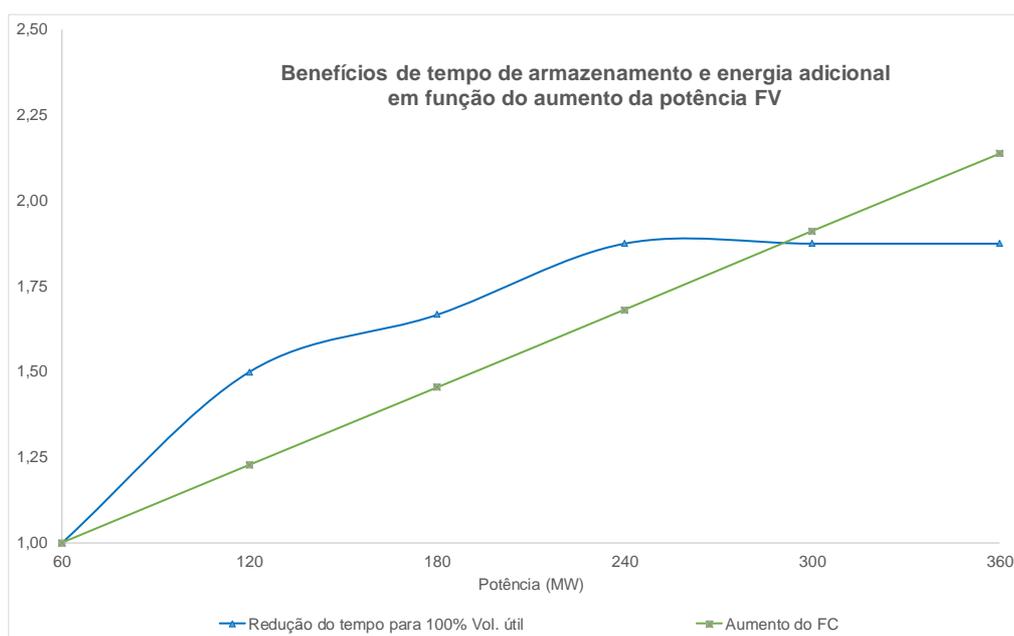
Fonte: Elaboração do próprio autor

Tanto a Tabela 6 como a

Figura 19 ilustram os ganhos em relação ao aumento de potência fotovoltaica instalada. Em termos de energia gerada esta relação é do tipo linear uma vez que quanto mais potência instalada maior será a geração de energia. Em relação ao aumento de volume útil do reservatório observa-se ganhos significativos com a instalação de 60 e 120 MW, um ganho comparativo menor com a instalação de 180

MW e a partir de 240 MW este ganho deixa de existir. O estudo mostra que isto ocorre devido ao fato de que a este patamar o reservatório passa a verter o volume de água que poderia ser turbinado, explicando assim o não aproveitamento da água adicional armazenada.

Figura 19. Gráfico do tempo para 100% do volume útil e aumento de energia



Fonte: Elaboração do próprio autor

6 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UMA USINA HÍBRIDA HIDRÁULICA-FV

Este capítulo irá abordar uma análise da viabilidade econômico-financeira para a construção de uma usina fotovoltaica incorporada a uma usina hidrelétrica já existente. Para isso serão levantados os custos para implantação e realizada uma modelagem financeira a partir de premissas econômicas conhecidas e calculados os principais indicadores financeiros para avaliação da viabilidade.

6.1 VIABILIDADE ECONÔMICA-FINANCEIRA DE UMA USINA HÍBRIDA

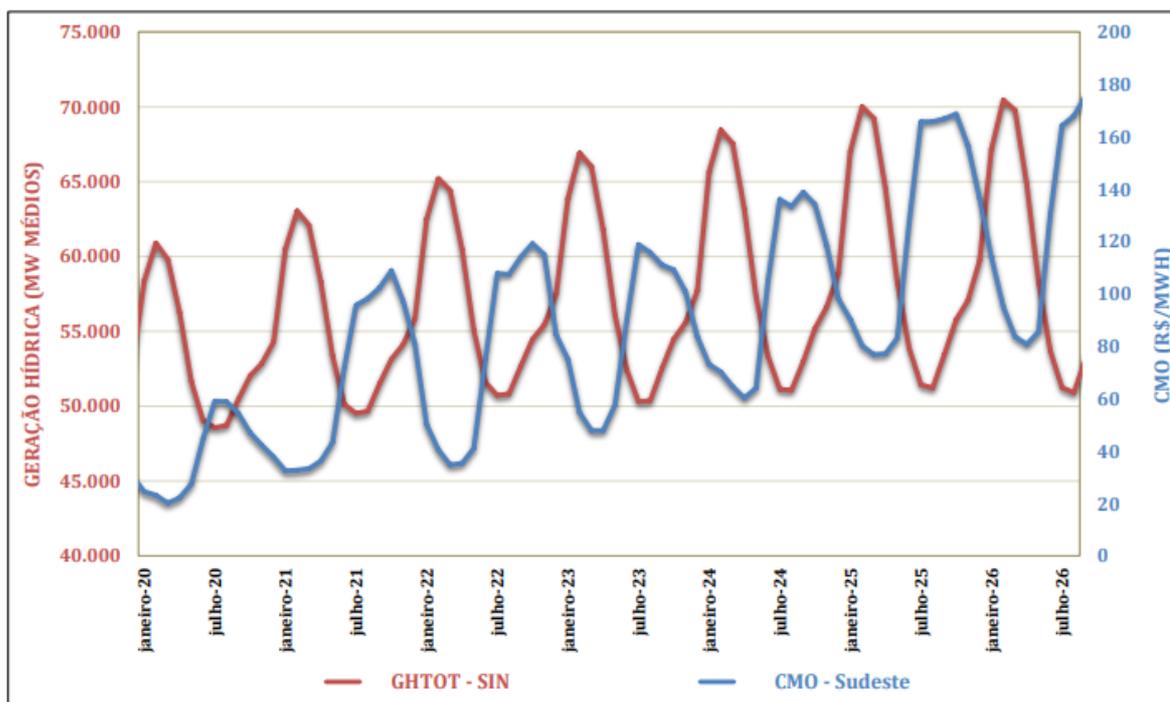
Conforme mencionado no Capítulo 3, os estudos indicam uma tendência de redução gradativa da capacidade de armazenamento dos reservatórios do Brasil. Isto impacta diretamente na capacidade de flexibilidade e de disponibilidade das usinas de regulação do sistema elétrico brasileiro. Uma vez que estas usinas hidrelétricas ainda constituem a grande maioria da parcela responsável pela geração de energia, uma diminuição da geração hidráulica possui uma forte influência nos custos de geração como um todo.

A partir da disponibilidade hídrica, da demanda de energia, dos custos de combustível e do déficit de energia, da entrada de novos empreendimentos de geração e da disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão existentes, é definida a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Esta geração ótima é precificada pelo Custo Marginal de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado (CCEE, 2018). É o CMO que determina o despacho das usinas termelétricas, por mérito de custo quando as usinas possuem um custo variável unitário (CVU) inferior ao CMO.

A variação mensal da geração hidráulica observada na Figura 20 em virtude das restrições operacionais resultantes da sazonalidade do recurso hídrico possui uma relação direta com o custo total da geração do sistema. É possível observar que em períodos em que a geração hidráulica é reduzida, em períodos secos, ocorre o aumento do custo marginal de operação em função da necessidade do aumento da geração termelétrica, que tem por característica inerente ser uma geração mais cara. Este fato intensifica e amplia a característica operacional do sistema brasileiro, em

que os custos de geração forem forte influência principalmente da disponibilidade hídrica (MME, 2017).

Figura 20. Variação mensal da geração hidráulica vs CMO

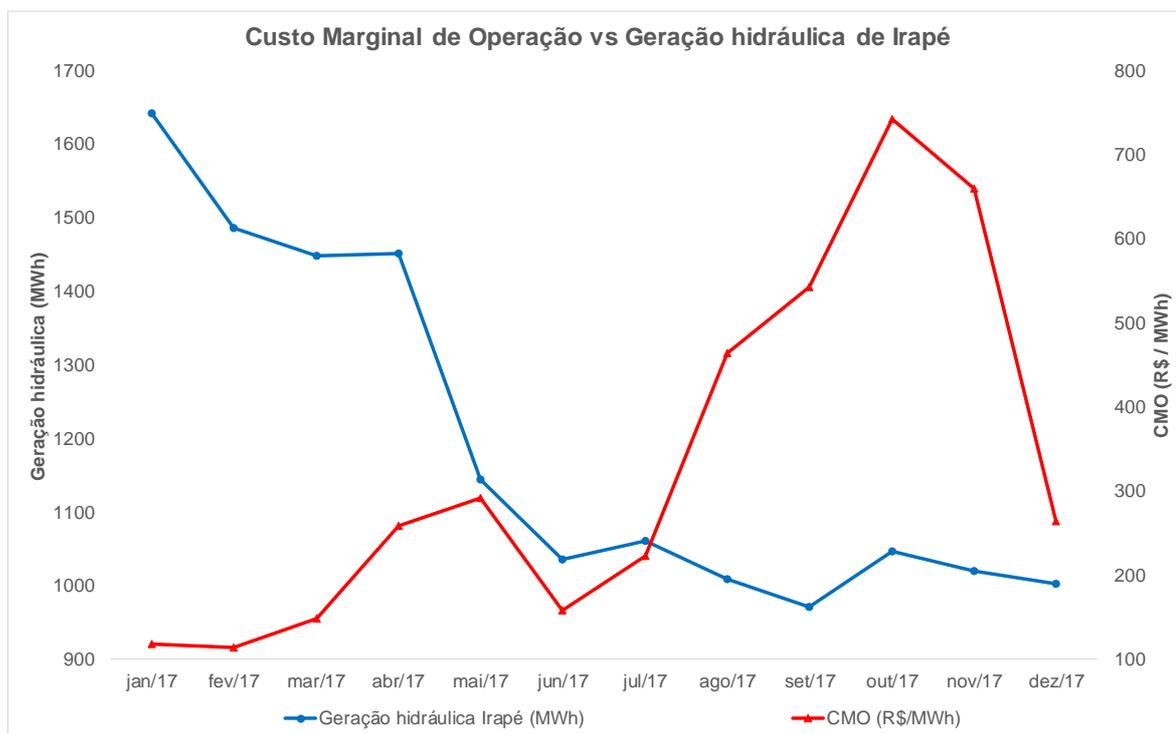


Fonte: MME (2017)

A premissa econômica da utilização máxima da geração hidráulica é feita com o intuito de se minimizar os custos de combustível. Esta premissa, porém, pode resultar em riscos de déficits futuros para o atendimento a demanda, em que uma maior confiabilidade de fornecimento de energia é garantida a partir da conservação dos níveis dos reservatórios resultando entretanto em uma maior geração térmica e consequentemente aumentando-se os custos de operação (CCEE, 2018).

Para o estudo de caso mencionado é possível se observar também, através da compilação dos dados históricos de geração da usina hidrelétrica de Irapé com os dados do custo marginal de operação para o ano de 2017, que existe esta mesma relação de aumento do custo de geração com a redução da geração hidráulica da usina, conforme ilustrado na Figura 21.

Figura 21. Variação da geração hidráulica Irapé vs CMO para 2017



Fonte: Elaboração do próprio autor

Esta análise permite dizer que existe um potencial benefício econômico para a operação do sistema elétrico caso seja possível aumentar a disponibilidade da geração hidráulica.

6.2 LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

Para a elaboração da viabilidade econômico-financeira da usina fotovoltaica proposta foram levantados os quantitativos de todos os equipamentos eletromecânicos considerados bem como os serviços de obras civil, montagem e comissionamento. Destaca-se que foram também considerados os custos indiretos dos serviços, bem como custos de gerenciamento da construção, da engenharia de projeto executivo (detalhamento), da engenharia de obra e da gestão de meio ambiente. Foram considerados custos de ampliação e reforço para a subestação existente da própria usina hidrelétrica de Irapé. Estes custos estão detalhados na Tabela 7.

Os equipamentos principais considerados foram:

- 401.808 módulos fotovoltaicos: do tipo monocristalino de 360 Wp;
- 48 inversores: do tipo trifásico de 2,5 MW de potência;
- Estrutura metálica: Com rastreamento de 01 eixo do tipo multifileira

Tabela 7. CAPEX para UFV Irapé

ITEM	PREÇO	%	R\$/Wp
<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	R\$ 173,462,200.01	41.98%	R\$ 1.20
<i>String Boxes 32 entradas</i>	R\$ 5,755,680.00	1.39%	R\$ 0.04
<i>Inversores e Eletrocentros</i>	R\$ 41,967,361.31	10.16%	R\$ 0.29
<i>Sistema digital de supervisão e controle</i>	R\$ 800,146.57	0.19%	R\$ 0.01
<i>Estrutura metálica</i>	R\$ 82,676,014.08	20.01%	R\$ 0.57
<i>Circuito de Baixa Tensão</i>	R\$ 14,717,608.44	3.56%	R\$ 0.10
<i>Circuito de Média Tensão</i>	R\$ 914,335.70	0.22%	R\$ 0.01
<i>Aterramento</i>	R\$ 532,435.67	0.13%	R\$ 0.00
<i>Sistema Anti-incendio</i>	R\$ 72,874.56	0.02%	R\$ 0.00
Sub-total Equipamentos	R\$ 320,898,656.33	77.67%	R\$ 2.22
Sub-Total Obras Civil	R\$ 19,262,997.60	4.66%	R\$ 0.13
Sub-Total Montagem Eletromecânica	R\$ 43,785,878.54	10.60%	R\$ 0.30
Sub-Total Conexão	R\$ 13,929,500.00	3.37%	R\$ 0.10
Sub-Total Indiretos	R\$ 7,913,433.19	1.92%	R\$ 0.05
Sub-Total Outros	R\$ 7,382,325.88	1.79%	R\$ 0.05
Total UFV Uberlandia CAPEX	R\$ 413,172,791.54	100.00%	R\$ 2.86

Fonte: Elaboração do próprio autor

Para a usina fotovoltaica foi considerada uma potência instalada de módulos fotovoltaicos igual a 144,65 MWcc e uma potência de inversores igual a 120 MWca. Além dos custos mencionados, ainda foram também considerados os custos referentes aos itens não financiáveis como seguros e juros durante a construção. O custo de implantação da usina solar fotovoltaica resultou em um valor de aproximadamente 2,86 R\$/Wp.

6.3 MODELAGEM FINANCEIRA

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é calculado semanalmente baseado em informações prévias que consideram a disponibilidade de geração e o

consumo estimado de cada submercado por patamar de carga. Seu valor é limitado anualmente pela ANEEL por um preço mínima e máximo e busca quantificar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP). O cálculo privilegia a geração hidráulica que tem como objetivo obter o equilíbrio entre o benefício da utilização da energia das hidrelétricas ou preservar sua utilização para uso futuro, contrapondo com o custo de utilização das termoelétricas (CCEE, 2018).

Conforme mencionado no item 5.1 os modelos computacionais utilizados até o ano de 2018 para geração de energia se baseiam em uma discretização temporal pouco adequada para refletir a real operação de fontes intermitentes. Neste sentido, o ONS e a CCEE, têm simulado o cálculo do CMO em intervalos semi-horários e o cálculo do PLD em intervalos horários. Este processo denominado “operação sombra” possui seus dados divulgados desde abril de 2018 a fim de que agentes geradores, distribuidoras, comercializadoras e qualquer instituição envolvida possa avaliar o impacto das mudanças resultantes de uma formação de preço horário. Conforme informado pela Empresa de Pesquisa Energética o PLD horário têm previsão de entrar em vigor a partir de janeiro de 2020.

Estas entidades, assim como a ANEEL, esperam como benefícios uma representação mais adequada das fontes que variam sua geração de forma intradiária e assim uma precificação mais correta destas fontes, redução do custo de operação do sistema elétrico como um todo e a viabilização de novos produtos, negócios e serviços referente a projetos de armazenamento de energia.

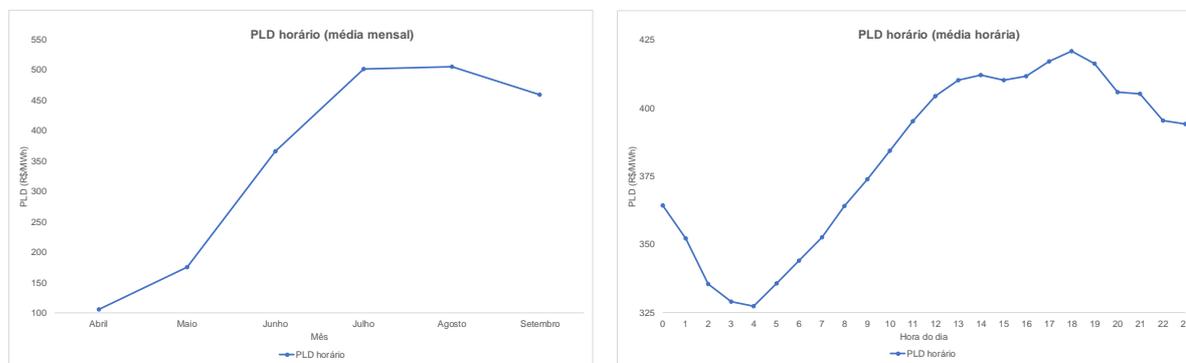
Sendo assim, para a geração híbrida proposta é sugerida a receita da energia excedente da usina solar fotovoltaica dentro do mercado de curto prazo tendo como referência para o preço de venda o preço de liquidação das diferenças (PLD) na base horária.

A partir dos dados disponibilizados pela CCEE desde Abril/18 até Setembro/18 em relação aos valores para o PLD horário é possível se estimar a receita esperada em função da geração também horária da usina fotovoltaica.

Os gráficos da Figura 22 mostram estes valores compilados como a média mensal, bem como a média obtida para cada hora do dia. Na escala mensal é possível observar que os maiores valores do PLD são coincidentes com os períodos de seca no Brasil, em que assim quando mais será necessária a operação fotovoltaica para a preservação do reservatório. Já na escala horária é observado que os patamares de

maior valoração do PLD são vistos em boa parte do dia onde a geração fotovoltaica é maior, favorecendo assim a sua remuneração.

Figura 22. PLD horário

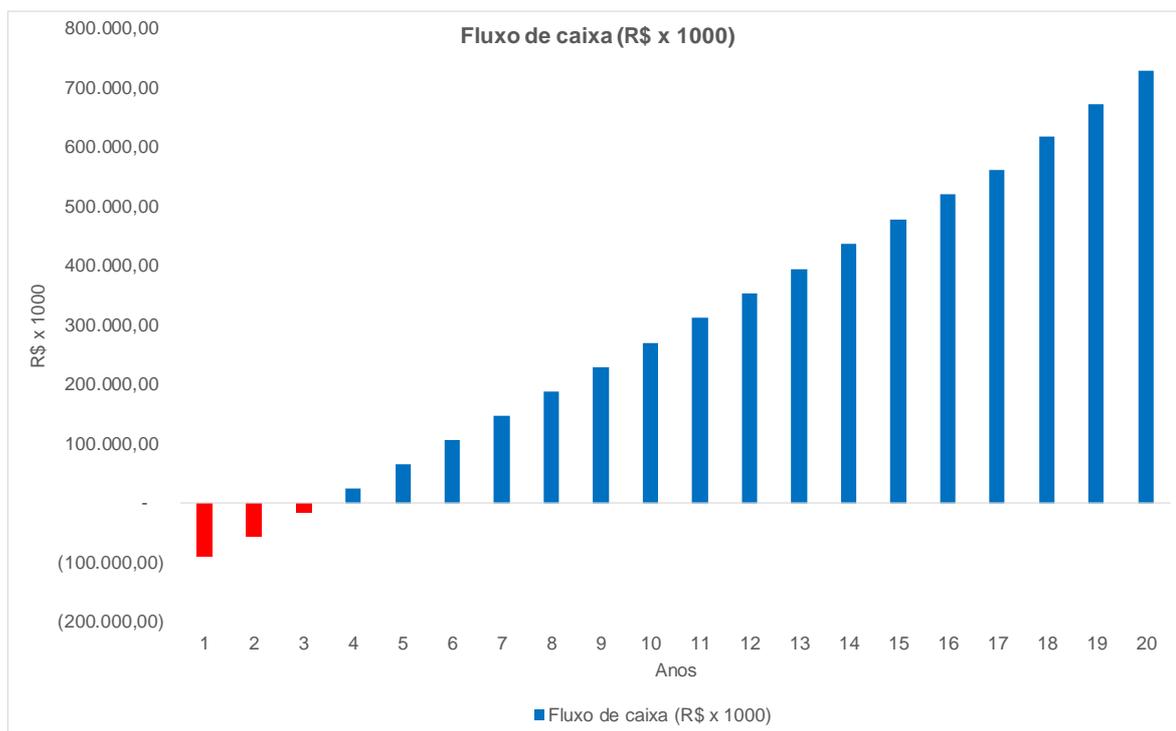


Fonte: Elaboração do próprio autor

A premissa assumida da venda de energia excedente fotovoltaica é assumida pelo fato da UHE Irapé fazer parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Usinas de despacho centralizado pelo ONS, como é o caso da UHE Irapé, participam de um mecanismo financeiro que tem o intuito de compartilhar os riscos hidrológicos entre os agentes de geração, visando assim assegurar a disponibilidade dos recursos hídricos. Em termos gerais o MRE permite a realocação contábil de energia, transferindo a energia excedente dos geradores que geraram acima da garantia física para aqueles geradores que geraram abaixo da mesma. Assim, tal mecanismo busca otimizar a utilização dos recursos hídricos, seja de usinas em cascata de um mesmo rio, ou ainda de usinas de diferentes regiões do mesmo submercado para garantir o armazenamento de água nos reservatórios durante todo o ano (CCEE, 2018).

Sendo assim, a partir de premissas macroeconômicas assumidas, como percentual do investimento total a ser financiado, juros de financiamento, despesas operacionais e fiscais, foi realizada uma projeção de fluxo de caixa para a implantação da usina solar fotovoltaica de 120 MWac considerando como receita a remuneração com base no PLD horário e uma degradação anual de 0,5% da potência nominal dos módulos ao longo da vida útil considerada de 20 anos. Destaca-se que foi também considerado um custo com a operação e manutenção do parque referente a 5% da receita bruta. A Figura 23 ilustra o fluxo de caixa anual estimado, podendo ser observado que o retorno previsto do investimento se faz após o terceiro ano de operação.

Figura 23. Fluxo de caixa para a geração FV



Fonte: Elaboração do próprio autor

6.4 INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Os indicadores de viabilidade econômico-financeira utilizados para análise foram a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL) e o custo nivelado de energia (LCOE), conforme mostram os resultados da Tabela 8. O VPL positivo indica a viabilidade do projeto uma vez que faz referência a soma total do fluxo de caixa considerando o montante do investimento total necessário e o custo do capital ao longo dos anos. Destaca-se que para a análise foi considerada uma taxa mínima de atratividade de 8%. Já a taxa interna de retorno (TIR) traduz o percentual de rentabilidade obtido para o projeto.

Tabela 8. Resultados dos indicadores financeiros

Indicador	
TIR (%)	15,5
VPL (R\$)	209.429.353,08
LCOE (R\$/MWh)	564,95

Fonte: Elaboração do próprio autor

O cálculo do custo nivelado de energia foi feito considerando a relação do custo dos equipamentos somado ao custo de operação e manutenção da usina durante a vida útil considerada com a energia gerada para este mesmo período a partir da seguinte equação:

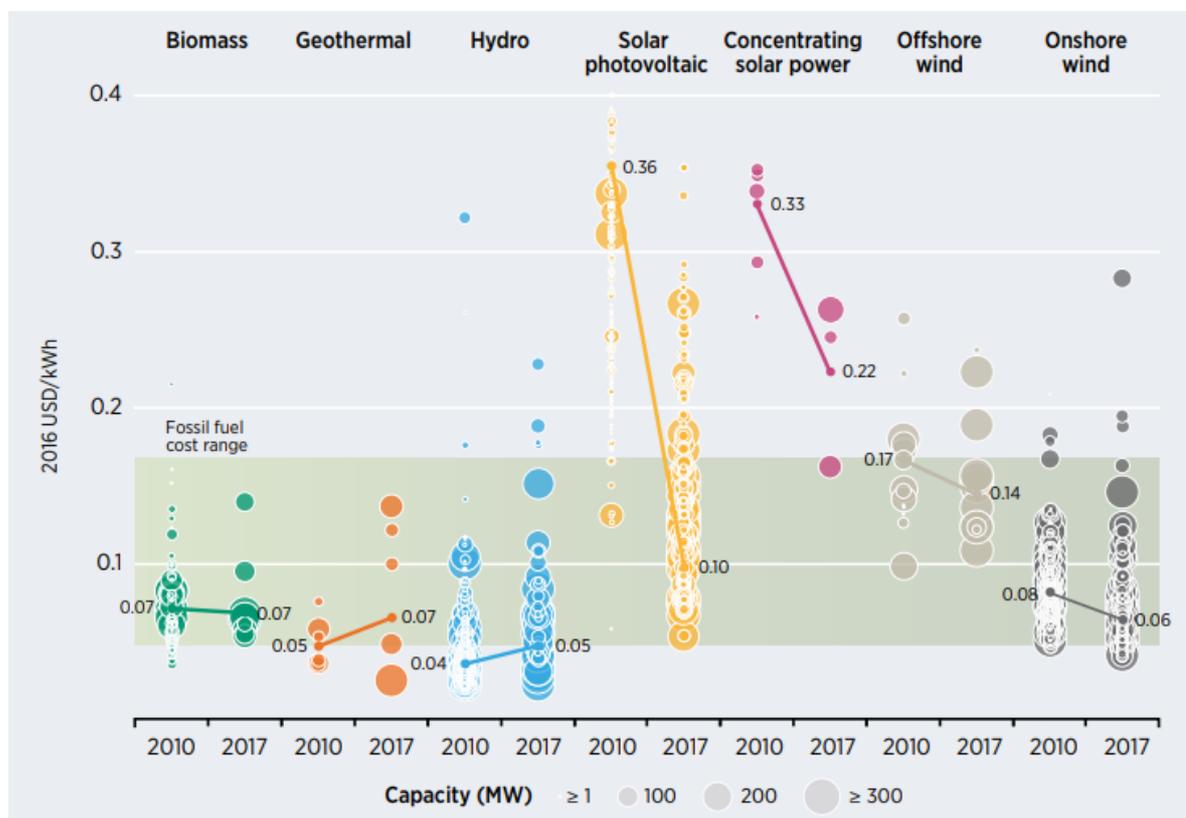
$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{ENERGIA GERADA} \quad (10)$$

O custo nivelado de energia (LCOE) da UFV Irapé, em dólares americanos para o contexto atual, fica em torno de 0,16 USD/kWh.

De forma comparativa, têm-se que usinas fotovoltaicas de larga escala podem chegar a valores de até 0,10 USD/kWh. Comparando com projetos de geração de energia de outras fontes ao redor do mundo como referência têm-se valores de 0,05 USD/kWh para usinas hidrelétricas, 0,06 USD/kWh para usinas eólicas, para usinas de biomassa e geotérmicas de 0,07 USD/kWh, para CSP (Concentrated Solar Power) 0,22 USD/kWh e usinas de geração a combustível fóssil variando de 0,05 a 0,17 USD/kWh depende do preço do combustível no país considerado (IRENA, 2018b).

Estes valores são considerados valores de referência globais, variando em função do país e da escala de implantação do projeto. A Figura 24 ilustra a evolução dos valores para o custo nivelado de energia desde 2010 em comparação com 2017 em função da escala e do tipo de fonte.

Figura 24. Histórico do custo nivelado de energia para projetos globais de larga escala em energias renováveis



Fonte: IRENA (2018b)

É possível observar-se que o valor obtido de 0,16 USD/kWh para a usina fotovoltaica de Irapé está aderente ao histórico quando se compara com outros projetos globais de usinas fotovoltaicas de mesmo porte.

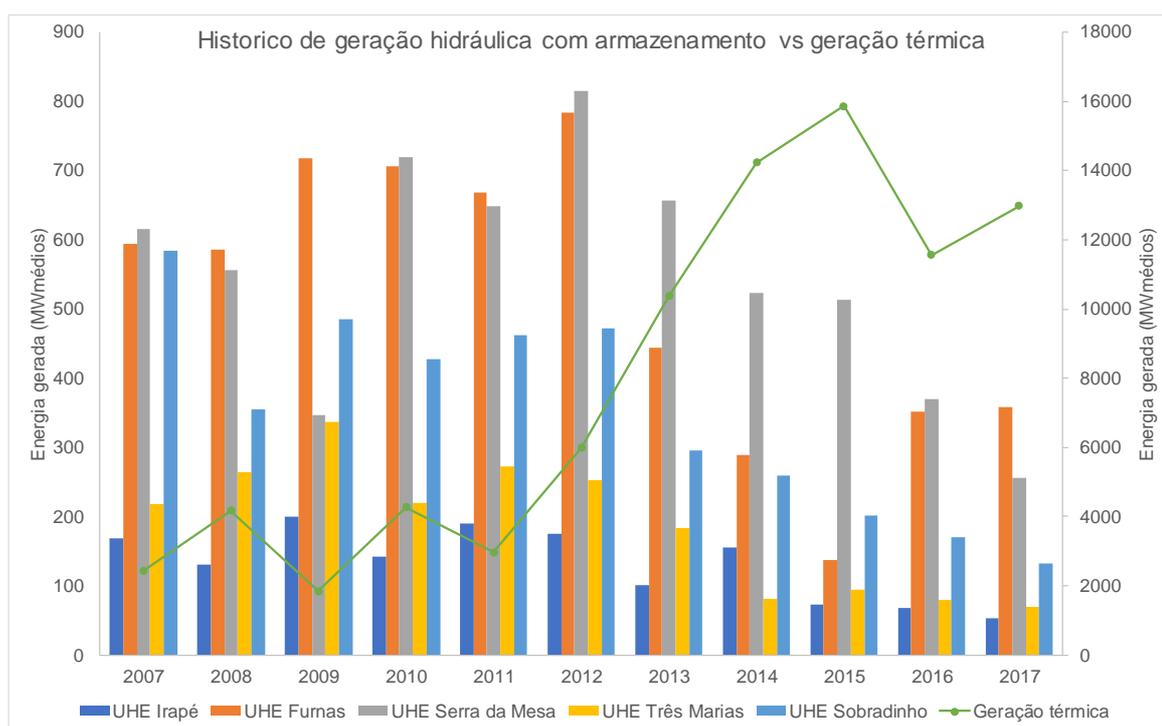
Dentro do contexto de operação do sistema elétrico brasileiro, tem-se observado nos últimos anos uma redução significativa na capacidade de geração hidráulica do Brasil em que esta fonte ainda abrange a grande maioria da parcela referente a composição de fontes da matriz energética. Quando ocorre a necessidade do acionamento de usinas térmicas para preservação da geração hidráulica o custo de operação do sistema fica mais caro, conforme comentado anteriormente, aumentando os encargos de serviços de sistema e repassado este custo ao consumidor final.

Os chamados Encargos de Serviços de Sistema (ESS) são custos gerados a partir do despacho de geração fora da ordem de mérito de usinas termelétricas pagos por todos os agentes de consumo proporcionais ao seu consumo. Estes encargos pagos aos geradores de usinas térmicas podem ocorrer por restrições elétricas

identificadas pelo ONS que possam comprometer a demanda ou a estabilidade de operação do sistema elétrico nacional, por segurança energética quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) solicita a geração termoelétrica com o intuito de garantir o atendimento a carga ou ainda pela ultrapassagem da curva de aversão ao risco (CAR) a partir do momento que o nível dos reservatórios se aproxima de passar deste ponto (CCEE, 2018).

A Figura 25 ilustra o histórico de operação de 2007 a 2017 de algumas das principais usinas de reservatório do Brasil, como Furnas, Serra da Mesa, Sobradinho, Três Marias e Irapé. Adicionalmente mostra-se também, de forma comparativa, o aumento da geração térmica em contrapartida com a gradativa redução da geração hidráulica, observada principalmente nos últimos 5 anos de operação.

Figura 25. Histórico de 10 anos da geração hidráulica vs geração térmica



Fonte: Adaptado ONS (2018)

A longo prazo a operação híbrida deverá contribuir para a diminuição gradativa dos custos de operação do sistema, bem como os valores atuais observados de PLD mais altos deverão ser ajustados pelo próprio mercado no futuro a valores mais baixos. Espera-se assim a redução do risco hidrológico e consequentemente a diminuição do repasse deste risco aos consumidores finais.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E DISCUSSÕES

A simulação realizada da operação conjunta mostrou ser possível uma redução do consumo de água do reservatório quando a geração fotovoltaica está disponível, podendo então o recurso hidráulico ter seu armazenamento aumentado buscando assim ser melhor aproveitado para atender, por exemplo, os picos de demanda de energia, trazendo maior estabilidade e confiança para o atendimento do despacho necessário. Esta capacidade de complementariedade entre a energia fotovoltaica e a geração hidráulica irá variar em função da disponibilidade do recurso solar em determinados períodos, se secos, se nublados ou se chuvosos.

A necessidade de uma matriz energética diversificada para contribuir com a segurança do atendimento a demanda de carga segue o mesmo conceito de aplicação da complementariedade de fontes a partir da geração por parque híbridos, ainda que de forma localizada. Esta sinergia traz benefícios agregados tanto em termos econômicos, em relação a redução dos custos de implantação por compartilhar a sistema de transmissão e conexão da usina existente, em termos operacionais e estratégicos a partir de uma geração mais otimizada.

Considerando as perspectivas futuras de reduzir a tendência de acumulação dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas do Brasil, os resultados apresentaram uma opção interessante para contribuir com o reestabelecimento do volume útil do reservatório.

Ressalta-se também que a integração das fontes permite um possível aumento do fator de capacidade da geração, mostrando uma otimização de utilização dos recursos naturais. Dentre os demais benefícios possíveis de se obter a partir desta geração integrada, podem-se destacar também:

- A compensação a curto prazo a partir da geração hidráulica complementar buscando a suavização das flutuações (curva “dente de serra”) da geração fotovoltaica;
- Permitir a geração complementar durante os picos de demanda e horários noturnos buscando a despachabilidade da geração conjunta fotovoltaica/hidráulica;
- Compensação da geração hidráulica a partir de geração fotovoltaica com o intuito de contribuir com o armazenamento de energia potencial em forma de água no reservatório para ser utilizado durante períodos de seca e estiagem.

A integração de fontes intermitentes em larga escala surge como uma solução viável e tem sido estudada por diversos segmentos do setor e pesquisadores. Em particular, a complementariedade das fontes solar e hidráulica traz um potencial significativo para permitir o controle de geração a partir da possibilidade de rápido ajuste da energia em função da demanda de carga e do aumento da capacidade de geração por mais tempo trazendo uma maior segurança e confiabilidade para a operação do sistema elétrico.

As políticas públicas, em função do atendimento as exigências ambientais e metas relacionadas as alterações climáticas, se tornam de fundamental importância para que promovam e favoreçam ao desenvolvimento e implantação das fontes renováveis em larga escala se tornam um fator fundamental para o crescimento destas fontes uma vez que seu custo de implantação ainda é superior quando comparado com as outras fontes. Vale ressaltar que a implantação de uma usina fotovoltaica que se incorpora em uma usina hidrelétrica já existente é uma solução que pode proporcionar uma flexibilidade interessante, podendo contribuir com a diminuição destes custos.

Destacam-se alguns pontos observados que podem alavancar a viabilidade de implantação de usinas híbridas hidráulica-fotovoltaicas:

- Diminuição do custo de implantação; seja pela redução do custo dos equipamentos ou pelo aproveitamento parcial da infraestrutura de conexão e transmissão;
- Empreendimentos de fontes renováveis geralmente são de mais fácil e rápida implantação, energia limpa e etc. O Brasil, em particular, é favorecido por diversos recursos naturais, principalmente solar por abranger quase todo o território nacional com índices favoráveis a implantação de projetos, diferentemente do recurso eólico ou hídrico;
 - Escassez de recursos hídricos previsto para os próximos anos;
 - Necessidade de garantir a estabilidade de geração;
 - Risco do não atendimento da demanda em cenário de maior crescimento econômico, seja pela limitação da geração ou da transmissão;
 - Aumento do custo de geração pelo despacho fora da ordem de mérito de usinas térmicas.

8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Durante o desenvolvimento do estudo propostos diversos temas surgem como sugestões para o aprofundamento do tema ou ainda desdobramentos direcionados para outras áreas. Sendo assim são sugeridos, como estudos seguintes:

- Análise operacional da geração conjunta tendo como pontos de estudo a estabilidade de geração fotovoltaica, a despachabilidade, da geração fotovoltaica quando integrada a uma fonte de geração firme.

- A aplicação da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica em usinas a fio d'água ao se analisar o deslocamento da curva de geração hidráulica para o período noturno em função do armazenamento diário de usinas hidrelétricas destas características;

- Estudo do efeito cascata nos reservatórios das usinas da mesma bacia hidrográfica;

- Avaliação da redução do custo marginal de operação em função do impacto da inserção em larga escala da geração híbrida hidráulica-fotovoltaica;

- Otimização da potência fotovoltaica a ser instalada em uma usina híbrida;

- Otimização da potência hidráulica a ser instalada de um parque híbrido novo com reservatório menor de acumulação, tendo em vista a necessidade de armazenamento a partir da inserção de fontes intermitente em larga escala e a falta de perspectiva da construção de novas usinas de acumulação;

- Análise de sensibilidade de cenários com diferentes perspectivas de crescimento econômicos avaliando-se a incertezas das premissas como a falta de atendimento a demanda de energia por déficit de transmissão ou geração;

- Elaboração de modelagem estocástica para a avaliação de incertezas as premissas assumidas nos modelos como a precipitação de chuvas, irradiâncias, crescimento econômico e custo de geração.

REFERÊNCIAS

ANEEL (ANEEL). Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 20/09/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). Disponível em: <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb/>>. Acesso em 20/10/2017.

AN, Y.; FANG, W.; MING, B.; HUANG, Q. **Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling**, Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 7, 063133, pp. 1-13, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – **Propostas para a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**, p. 176, Junho de 2012.

ASSUNÇÃO, H. D., **Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no DEE – UFC**. 62 p. Monografia de graduação. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

BELUCO, A.; SOUZA P. K.; KRENZINGER, A. **A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar Energy on the performance of hybrid hydro PV generating plants**, Renewable Energy, vol. 45, pp. 24-30, 2012.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**, Dissertação de mestrado, USP, São Paulo, 2009.

BURGER B.; RUTHER R. **Inverter Sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature**, J. Solar Energy n° 80, pp. 32-45, 2006.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE) Disponível em <<https://www.ccee.org.br/portal>>. Acesso em 20/09/2018.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES C. A. B. **A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: conventional reservoir or pumped storage plant**, Journal of Energy Storage, vol. 4, pp. 95-105, 2015.

CAPUTO, G. A. S. **Um estudo de planejamento da expansão da transmissão em sistemas de potência considerando a incerteza**, p. 91, Dissertação de mestrado, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

CARMINATI, J. G. O.; SCALCO, P. R. Relações de causalidade entre energia e crescimento econômico no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, v. 19, nº. 2, p. 355-374, 2º semestre de 2013.

CASARO, M. M.; MARTINS, D.C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análise em eletrônica de potência via simulação. **Revista eletrônica de potência**, v. 13, nº 3, p. 141-146, 2008.

DE CARVALHO, K. J. S., **Sistemas fotovoltaicos distribuídos e integrados à rede elétrica: condições de operação e seus impactos**. 130 p. Dissertação de (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Setembro de 2016.

DE MORAIS L. C., **Estudo sobre o panorama da energia elétrica no Brasil e tendências futuras**, Unesp – Faculdade de Engenharia – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, p. 136, Bauru, São Paulo, 2015.

DESMUKH, M. K.; DESMUKH, S. S. **Modeling of hybrid renewable energy systems**, Renewable & Sustainable Energy Reviews, vol. 12, pp. 235-249, 2008.

DOS SANTOS, F. F. **Utilização de energia fotovoltaica para eficiência energética de uma moradia**. 160 p. Dissertação (mestrado) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Janeiro, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – Condicionantes e impactos**. Série Recursos Energéticos, Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, Outubro de 2014a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MME, **Leilão de Energia de Reserva de 2014 Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral**, EPE-DEE-NT-150/2014-r0, p. 22, 21 de Novembro de 2014b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Balanco Energético Nacional 2015 – ano base 2014**, p. 155, 2015a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MME, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**, p.467, 2015b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MME **Expansão da Geração 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015 Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral**, EPE-DEE-NT-127/2015-r0, p. 26, 24 de Setembro de 2015c.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Demanda de Energia – 2050, série Estudos da demanda de energia**, nota técnica DEA 13/15, p. 257, Janeiro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MME, **Expansão da Geração 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral**, EPE-DEE-NT-023/2016-r0, p. 28, 24 de Fevereiro de 2016b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração – Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicos – Proposta Metodológica e Estudos de Caso**, EPE-DEE-NT-025/2017-r0, p. 36, 24 de Abril de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento**, EPE-DEE-NT-067/2018-r0, p. 21, 20 de Agosto de 2018.

FANG, W.; HUANG, Q.; HUANG, S.; YANG, J.; MENG, E.; LI, Y. **Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant**, Energy Conversion and Management , vol. 136, pp. 161-172, 2017.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS, ISE, **Photovoltaics Report**, Freiburg, 27 de Agosto de 2018.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. **The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant**, Renewable Energy, vol. 34, pp. 1742-1751, 2009.

GLOBAL DATA. **Solar Photovoltaic (PV) Market, Update 2017 – Global Market Size, Average Price, Module Market Share, and Key Country Analysis to 2025**, p.193, Dezembro, 2017.

GORE, Al. **Uma verdade inconveniente**. 1ª ed. Editora Manole, 2006.

GREEN, M. A.; RAFFAELLE, R. P.; BRUTON, T. M.; CONIBEER, G. **Achievements and challenges of solar electricity from photovoltaics**. In Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 38 p. 2 ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projecto e instalação** - Comissão Europeia, Fonte de Energias Renováveis (FER), 2004.

HODGE, B.K. **Sistemas e aplicações de energia alternativa**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Trends 2014 in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013**, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T1-25:2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Trends 2015 in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014**, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T1-27:2015a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Snapshot of Global PV Markets, Photovoltaic Power Systems Programme**, Report IEA-PVPS T1-26, 2015b.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **The power to change: Solar and Wind cost reduction potential to 2025**, ISBN 978-92-95111-97-4, p. 98, 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Trends 2017 in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2016**, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T1-32:2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Snapshot of Global PV Markets, Photovoltaic Power Systems Programme**, Report IEA-PVPS T1-33, 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IRENA), **Renewable Power Generation Costs in 2017**, ISBN 978-92-9260-404-2, Abu Dhabi, 2018b.

JANNUZZI, G. D. M, **Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado**, Campinas, São Paulo. Autores Associados, 2000.

JUNIOR, S. A. L., **A energia elétrica no Brasil e a inevitável abertura do setor – A experiência Francesa/Européia**, Tese desenvolvida para o Master 2 droit d'énergie et développement durable Faculte de Droit – Université de Strasbourg – France, Janeiro, 2016.

KITTNER, N.; GHEEWALA, S. H., KAMMEN, D. M. **Energy return on investment (EROI) of mini-hydro and solar PV systems designed for a mini-grid**, Renewable Energy, vol. 99, pp. 410-419, 2016.

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

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados a rede no brasil: uma simulação via modelo de Bass**. 109 f. Tese (Mestardo) - Programa de Pós-Graduação em Energia Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

KRATZENBERG G. M.; DESCHAMPS M. E.; NASCIMENTO L.; RUTHER R.; ZURN H. H. **Optimal photovoltaic inverter sizing considering different climate conditions and energy prices**, ISES Solar World Congress, pp. 226-234, 2013.

LI, F. F.; QUI, J. **Multi objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system**, Applied Energy, pp. 1-08, 2015.

LOPES, C. J. R., **Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos**. 128 p. Tese de mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Portugal Dezembro, 2013.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. **Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão** - Universidade Federal Fluminense, Niterói-RJ, Brasil, 14 de outubro de 2014.

MARGETA, J.; GLASNOVIC, Z. **Exploitation of temporary water flow by hybrid PV-hydroelectric plant**, Journal of Power and Energy Engineering, vol. 36, pp. 2268-2277, 2011.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D., WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance parameters for grid-connected PV systems**, 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Florida, 2005.

MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília, 2014.

MME, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, Brasília, 2017.

MOURIÑO, G. L.; ASSIREU, A. T.; PIMENTA, F. **Regularização do nível dos reservatórios hidrelétricos através da complementariedade hídrica e solar**, Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol. 21, n.3, pp. 549-555, 2016.

MOUNETOU R.; ALCANTARA I. B.; INCALZA A.; JUSTINIANO J. P.; LOISEAU P.; FIGUET G.; SABENE A. **Oversizing array-to-inverter (DC-AC) ratio: What are the criteria and how to define the optimum?**, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2014.

NASCIMENTO, L. R. **A Avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. 103 p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2013.

NUNES, G. S. S.; ANDRE, R. G. B.; VIANELLO, R. L.; MARQUES, V. S. **Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil**. 45 p. EMPASC. Relatório 1/90-NTE/110. Embrapa, São José dos Campos, 1978.

OLIVEIRA, S. H. F. **Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas à Rede no Estado de São Paulo**, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2002.

ONS, **Carga de Energia**, 2018. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx. Acessa em 20/09/2018.

ONS (ONS), **Histórico de Operação**, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em 20/09/2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F.R.; ABREU, S. L. D.; RUTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar: INPE. São José dos Campos – SP, 2006.**

PEREIRA, E. B.; MARTINS F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição**, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, p. 80, 2017.

PINHO, J. T; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio Salvo Brito, Rio de Janeiro, Março, 2014.

REN21, **Renewable 2013 – Global Future Report**, 2013.

REN21, **Renewable 2014 – Global Status Report**, 2014a.

REN21, **Renewable 2014 – The First Decade: 2004-2014**, 2014b.

REN21, **Renewable 2015 – Global Status Report**, 2015.

REN21, **Renewable 2016 – Global Status Report**, 2016.

REN21, **Renewable 2017 – Global Future Report**, 2017.

REN21 (REN 21), 2017. **Renewables Global Futures Report: Great debates towards 100% renewable energy**, ISBN 978-3-9818107-4-5, p. 98.

REN21, **Renewable 2018 – Global Status Report**, 2018.

RISSO, A.; BELUCO, A. **Bases for a methodology assessing time complementary in space**, Energy and Power Engineering, vol. 09, pp. 527-540, 2017.

RUTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil** - LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

SCOLAR, J., **Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal**. 108 p. Tese de Doutorado – Faculdade de ciências agrônômicas da UNESP, Botucatu, São Paulo, 2003.

SEELING-HOCHMUTH, G. C. **A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-pv Energy systems**, Solar Energy, vol. 61, No 2, pp. 77-87, 1997.

TEIXEIRA, L E.; CAUX J.; BELUCO, A.; BERTOLDO, I.; LOUZADA, J. A. S.; EIFLER, R. C., **Feasibility Study of a Hydro PV Hybrid System Operating at a Dam for Water Supply in Southern of Brazil**, Journal of Power and Energy Engineering, vol. 3, pp. 70-83, 2015.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 229 p. Universidade de São Paulo – Escola de Engenharia de São Carlos - Departamento de Engenharia Mecânica, São Carlos, São Paulo, 2012.

TOYAMA, A. H.; DAS NEVES, N. J.; DE ALMEIDA, N. G. **Estudo de viabilidade econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de energia para diferentes regiões no estado do Paraná**. 113 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, DAELT, 2014.

URBANETZ JR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar sua conectividade.** 189 p. Tese de doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, 2010.

URBANETZ JR, J.; JUNIOR C. F. E.; **Sistema Fotovoltaico Conectado à rede elétrica do Escritório Verde da UTFPR.** 10 p. VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - Energia para o século XXI: Sociedade e Desenvolvimento 12 a 15 de agosto de 2012, Curitiba, 2012.

URBANETZ JR, J. **Energia solar fotovoltaica:** Especialização em Energias Renováveis, 2015. Notas de aula.

WANG, G.; CIOBOTARU M.; AGELIDIS, V. G. **Dispatch performance analysis of PV power plants using various energy storage capacities,** 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 01-06, 2015.

WORLD ENERGY COUNCIL, 2016. World Energy Resources – Hydropower, p. 53.