

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM RECURSOS HÍDRICOS
E SANEAMENTO AMBIENTAL

LUIS EMERSON TEIXEIRA

CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO DE SISTEMAS HÍBRIDOS
DE GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

PORTO ALEGRE

2022

LUIS EMERSON TEIXEIRA

CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO DE SISTEMAS HÍBRIDOS
DE GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do grau de doutor.

Orientador:

Professor Doutor Alexandre Beluco

PORTO ALEGRE

2022

CIP - Catalogação na Publicação

Teixeira, Luis Emerson
CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE
GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA / Luis Emerson
Teixeira. -- 2022.
110 f.
Orientador: Alexandre Beluco.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal do Rio
Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas,
Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e
Saneamento Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2022.

1. Sistemas Híbridos de Geração de Energia. 2.
Sistemas Híbridos de Armazenamento de Energia. 3.
Complementariedade Energética. 4. Suprimento de
Energia Renovável. I. Beluco, Alexandre, orient. II.
Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

LUIS EMERSON TEIXEIRA

CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO DE SISTEMAS HÍBRIDOS HIDRELÉTRICOS
FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO HÍBRIDO DE ENERGIA.

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do grau de doutor.

Aprovado em: Porto Alegre, 06 de junho de 2022.

Prof. Dr. Alexandre Beluco – IPH/UFRGS
Orientador

Prof. Dr. Alfonso Rizzo – IPH/UFRGS
Examinador

Prof. Dr. Elton Gimenez Rossini – UERGS
Examinador

Prof. Dr. José de Souza – FETLSVC
Examinador

À minha amada família
Nana, Ma e Bibi.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente ao Dono de tudo, que me deu a vida e os sonhos a serem conquistados.

Ao professor Alexandre Beluco pela oportunidade, orientação, amizade e paciência.

Ao IPH pela possibilidade de desenvolver este trabalho, agradeço a todos os professores e aos colegas pelo auxílio e motivação.

À Debora e ao Mauro pelo incentivo e suporte, e a todos que de alguma forma me auxiliaram nesta caminhada.

“A mente que se abre a uma nova
ideia jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

RESUMO

Barragens para abastecimento de água geralmente representam um potencial hidrelétrico inexplorado. É um pequeno potencial energético, na maioria das situações, exigindo uma solução particular para ser viável. O uso de bombas como turbinas, muitas vezes representa uma alternativa que permite a geração de energia em estruturas hidráulicas já em operação. Esse potencial pode ser explorado em conjunto com a utilização de módulos fotovoltaicos na superfície da água, instalados em estruturas flutuantes, contribuindo para reduzir a evaporação e disponibilizando um acréscimo de energia, operando um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico. A viabilidade do aproveitamento pode ser melhorada com a adoção de sistemas de armazenamento de energia.

Este trabalho apresenta um estudo de pré-viabilidade para a implementação de uma usina hidrelétrica com módulos fotovoltaicos em estruturas flutuantes no reservatório formado pela barragem de Val de Serra, no sul do Brasil. A barragem é operada para fornecer água potável a cerca de 60% da população da cidade de Santa Maria, no estado do Rio Grande do Sul, no sul do Brasil. O estudo de pré-viabilidade realizado com o software Homer Legacy, indicou que uma usina hidrelétrica com capacidade de 227 kW pode operar em conjunto com 60 kWp de módulos fotovoltaicos, atendendo uma demanda média anual de 7 000 kWh por dia. Esta combinação resultará (em uma das configurações consideradas), em um custo de energia de US\$ 0,080 por kWh. O estudo avalia a variação do custo de energia em função das várias configurações estudadas. Adicionalmente, buscando suprimentos 100% renováveis, uma combinação de 370 kWp em painéis fotovoltaicos e 227 kW para a usina hidrelétrica, com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, permitirá a operação independente do sistema interligado. A configuração com 537 kWp em painéis fotovoltaicos e 227 kW para a usina hidrelétrica permitirá elevar a carga média anual atendida para 7 500 kWh por dia, e com 745 kWp em painéis fotovoltaicos e 227 kW para a hidrelétrica, com armazenamento híbrido no reservatório e em hidrogênio, permitirão atender 7.900 kWh por dia.

PALAVRAS-CHAVE: sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, barragem de abastecimento, software Homer, renováveis, armazenamento híbrido.

ABSTRACT

Dams for water supply generally represent untapped hydroelectric potential. It is a small energy potential, in most situations, requiring a particular solution to be viable. The use of pumps as turbines often represents an alternative that allows the generation of energy in hydraulic structures already in operation. This potential can be exploited in conjunction with the use of photovoltaic modules on the water surface, installed in floating structures, helping to reduce evaporation and providing an increase in energy, operating a photovoltaic hydroelectric hybrid system. The feasibility of exploitation can be improved with the adoption of energy storage systems.

This work presents a pre-feasibility study for the implementation of a hydroelectric plant with photovoltaic modules in floating structures in the reservoir formed by the Val de Serra dam, in southern Brazil. The dam is operated to supply drinking water to around 60% of the population of the city of Santa Maria, in the state of Rio Grande do Sul, in southern Brazil. The pre-feasibility study carried out with the Homer Legacy software indicated that a hydroelectric plant with a capacity of 227 kW can operate together with 60 kWp of photovoltaic modules, meeting an average annual demand of 7,000 kWh per day. This combination will (in one of the considered configurations) result in an energy cost of US\$0.080 per kWh. The study evaluates the variation in energy costs as a function of the various configurations studied. Additionally, seeking 100% renewable supplies, a combination of 370 kWp in photovoltaic panels and 227 kW for the hydroelectric plant, with energy storage in the Val de Serra reservoir, will allow the independent operation of the interconnected system. The configuration with 537 kWp in photovoltaic panels and 227 kW for the hydroelectric plant will allow the average annual load served to rise to 7,500 kWh per day, and with 745 kWp in photovoltaic panels and 227 kW for the hydroelectric plant, with hybrid storage in the reservoir and in hydrogen, will allow serving 7,900 kWh per day.

KEYWORDS: photovoltaic hydroelectric hybrid system, supply dam, Homer software, renewables, hybrid storage

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2-1. Imagem do reservatório formado pela barragem de Val de Serra. (fonte: Google earth)....	6
Figura 2-2. Visão da estrutura de dissipação de energia. (fonte: autor).....	7
Figura 2-3. Vista parcial da barragem e do lago. (fonte: autor)	8
Figura 2-4. Gráfico Cota x Volume para o reservatório da barragem Val de Serra. (fonte: autor).....	9
Figura 2-5. Válvula dispersora percentuais de abertura. (fonte: adaptado CORSAN).....	10
Figura 2-6. Válvula dispersora Rowell DN600. (fonte: autor)	10
Figura 2-7. Detalhe conduto da válvula dispersora. (fonte: CORSAN).....	11
Figura 2-8. Nível Barragem. (fonte autor)	11
Figura 2-9. Planilha de cálculo para “Val de Serra”. (fonte: autor)	12
Figura 2-10. Curvas de desempenho de bombas centrifugas, (a) 4 pás (b) 6 pás. (fonte: Imbil 2013)	13
Figura 2-11. Energia gerada em kW. (fonte autor)	15
Figura 2-12. Custo de aquisição da turbina e das BFT. (fonte: autor).....	16
Figura 2-13. Retorno financeiro para diferentes soluções. (fonte: autor)	17
Figura 3-1. Relação Conceitual das Funções de Simulação, Otimização e Análise de Sensibilidade do software Homer. (fonte: Lambert, Gilman e Lilienthal 2006)	18
Figura 3-2. Interface do Software Homer. (fonte: Lambert, Gilman e Lilienthal 2006)	20
Figura 4-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico a ser adotado em Val de Serra. (fonte: autor).....	30
Figura 4-2. Elementos da estrutura flutuante. (fonte: Santafé et al. (2014))	31
Figura 4-3. Layout da estrutura flutuante. (fonte: Gisbert et al. (2013))	32
Figura 4-4. Incidência de radiação solar em um plano horizontal em Val de Serra. (fonte: autor)	33
Figura 4-5. Valores mensais de fluxo para uma altura de 29,6 m equivalente à variação de altura (mostrada na Figura 4-6) para um fluxo de 1,25 m ³ /s. (fonte: autor).....	35
Figura 4-6. Valores diários de evaporação na barragem Val de Serra para 2008. (fonte: autor)	36
Figura 4-7. VRPs instaladas em Santa Maria. (fonte: Abes-RS 2015).....	38
Figura 4-8. Representação esquemática da instalação de uma PAT num sistema de distribuição. (fonte: Fontana, Giugni, & Portolano, 2012)	39
Figura 4-9. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico com a contribuição da geração das VRPs. (fonte: autor).....	41
Figura 5-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico com a contribuição do reservatorio. (fonte: autor)	45
Figura 5-2. Suprimento renovável de Hidrogênio. (fonte: Fuel Cell & Hydrogen Energy Assoc.).....	48
Figura 5-3. As cores do Hidrogenio. (fonte:snl.com).....	49
Figura 5-4. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico com armazenamento hidrico e armazenamento de Hidrogenio. (fonte: autor)	50
Figura 6-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico (fonte: autor)....	52
Figura 6-2. Espaço de otimização para o sistema da Figura 4-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 500 por kW. (fonte: autor)	53

Figura 6-3. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW. (fonte: autor)	54
Figura 6-4. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW. (fonte: autor)	54
Figura 6-5. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW, com excesso de energia vendida para a rede. (fonte: autor).....	55
Figura 6-6. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW, com excesso de energia vendida para a rede, com 8% de falha na fonte de alimentação. (fonte: autor)	56
Figura 6-7. Resultados fornecidos por Homer correspondentes aos custos de capital de PV iguais a, de cima para baixo, US \$ 2 000 por kW, US\$ 2 500 por kW, US\$ 3 000 por kW, US\$ 3 500 por kW e US\$ 4 000 por kW. (fonte: autor)	57
Figura 6-8. Custos iniciais do sistema, acima, e custo de energia, abaixo, curvas para aquisição de energia da rede a US\$ 0,32 por kWh e US\$ 0,16 por kWh. (fonte: autor)	58
Figura 6-9. Representação esquemática do sistema híbrido hidreletrico fotovoltaico atualizado. (fonte: autor)	60
Figura 6-10. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 1 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	61
Figura 6-11. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 1 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	61
Figura 6-12. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	62
Figura 6-13. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	62
Figura 6-14. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor) ..	63
Figura 6-15. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-9, e os resultados da Figura 6-14, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	64

Figura 6-16. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	65
Figura 6-17. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição do potencial das VRPs. (fonte: autor).....	66
Figura 6-18. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado. (fonte: autor)	67
Figura 6-19. Resultados ótimos para um sistema semelhante ao Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)	68
Figura 6-20. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-17, e os resultados da Figura 6-18, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, para 50 kWh por dia agregados com válvulas redutoras de pressão. (fonte: autor)	69
Figura 6-21. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-17, e os resultados da Figura 6-19, como função das potências agregadas em válvulas redutoras de pressão, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, para painéis fotovoltaicos adquiridos a US\$ 2 000 por kW. (fonte: autor)	71
Figura 6-22. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor)	72
Figura 6-23. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor)	73
Figura 6-24. Desempenho do armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra para o sistema da Figura 6-22, com 370 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação. (fonte: autor)	74
Figura 6-25. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500	

por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)	75
Figura 6-26. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)	76
Figura 6-27. Custo de energia para o sistema da Figura 6-22 e os resultados da Figura 6-25, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor).....	77
Figura 6-28. Custo de energia para o sistema da Figura 6-22 e os resultados da Figura 6-26, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor).....	77
Figura 6-29. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição do potencial das VRPs e armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor).....	79
Figura 6-30. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo demandas de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)	80
Figura 6-31. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo demandas de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor).....	81
Figura 6-32. Custo de energia para o sistema da Figura 6-29 e os resultados da Figura 6-30, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com válvulas redutoras de pressão agregando 50 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor).....	82
Figura 6-33. Custo de energia para o sistema da Figura 6-29 e os resultados da Figura 6-31, como função das potências agregadas em válvulas redutoras de pressão, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, para painéis fotovoltaicos adquiridos a US\$ 2 000 por kW, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor).....	82
Figura 6-34. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento hídrico e armazenamento de hidrogênio. (fonte: autor).....	83
Figura 6-35. Resultado ótimo para o sistema da Figura 6-34, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes, atendendo demandas de 7.900 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra e em hidrogênio.	83
Figura 6-36. Desempenho do armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento em hidrogênio, com 745 kW em	

painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.85

Figura 6-37. Desempenho do armazenamento em hidrogênio para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.86

Figura 6-38. Operação do gerador a base de hidrogênio para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia, mostrando os instantes em que o sistema é acionado para inserir energia armazenada no sistema híbrido. 87

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1. Altura x Volume barragem Val de Serra	8
Tabela 2-2. Energia produzida para 3 conjuntos BFT.	14
Tabela 2-3. Retorno gerado para 25 anos de operação.....	17
Tabela 4-1. Perdas de carga, provocadas X testadas em laboratório, para VRP e BFT.	40
Tabela 5-1. Principais Características das Células de Combustível a Hidrogênio.....	50

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	2
1.1.1	<i>Objetivo Geral</i>	2
1.1.2	<i>Objetivos Específicos</i>	2
1.2	HIPÓTESE	2
1.3	MÉTODO	3
1.4	ESTRUTURA DA TESE	3
2	ESTUDO DE CASO: VAL DE SERRA	5
2.1	A BARRAGEM RODOLFO COSTA E SILVA, “VAL DE SERRA”	6
2.2	VIABILIDADE ECONÔMICA	15
3	SIMULAÇÕES COM HOMER	18
3.1	MODELAMENTO MATEMÁTICO HIDROELÉTRICO	21
3.2	MODELAMENTO MATEMÁTICO FOTOVOLTAICO	21
3.3	MODELAMENTO MATEMÁTICO ECONÔMICO	26
4	O SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO	28
4.1	SISTEMA DE GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRELÉTRICO/FOTOVOLTAICO	33
4.2	SISTEMA DE GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRELÉTRICO/FOTOVOLTAICO/VRPs	36
5	SISTEMA HÍBRIDO DE ARMAZENAMENTO	42
5.1	ARMAZENAMENTO HÍDRICO RESERVATÓRIO VAL DE SERRA	42
5.2	ARMAZENAMENTO HIDROGÊNIO	47
6	RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO	52
6.1	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRELÉTRICO/FOTOVOLTAICO	52
6.2	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRELÉTRICO/FOTOVOLTAICO - ATUALIZADO	60
6.3	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRELÉTRICO/FOTOVOLTAICO/VRPs	66
6.4	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRO/FOTOVOLTAICO/ARMAZENAMENTO	72
6.5	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRO/FOTO/ARMAZENAMENTO/VRPs	79
6.6	RESULTADO GERAÇÃO HÍBRIDO – HIDRO/FOTO/RESERVATÓRIO/HIDROGÊNIO	83
7	CONCLUSÕES/SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS	88

1 INTRODUÇÃO

O Brasil passa por um momento de incertezas sobre a capacidade de o sistema interconectado atender às demandas dos consumidores de eletricidade. A atual capacidade instalada será suficiente para garantir a infraestrutura necessária à expansão e ao crescimento econômico tão esperado em nossa nação? Se por um lado, as pressões exercidas pela economia, com o anúncio de crescimento e incentivo, mas ainda não materializado de fato em todas as suas possibilidades, por outro lado, os investimentos na expansão e manutenção da capacidade instalada, diante de uma realidade de pouca flexibilidade na obtenção dos projetos, apresenta um panorama de incertezas ainda premente. Neste cenário, é importante garantir um aumento razoável da capacidade instalada para a rede, aproveitando os avanços na legislação regulatória, que possibilitam e fomentam a geração descentralizada.

Aproveitar estes espaços de geração de energia, especialmente quando o potencial que está disponível e não usado pode ser identificado e adicionado ao sistema com trabalho simplificado e rápido. Barragens para abastecimento de água têm capacidade razoável de armazenamento e já estão em operação, viabilizando os investimentos necessários para a implantação de usinas hidrelétricas de micro e pequena escala.

A área inundada pela barragem também pode ser utilizada para a instalação de uma usina fotovoltaica. Em muitos locais, o sombreamento proporcionado pelos módulos fotovoltaicos é visto como um ponto negativo. Em uma represa para abastecimento de água, a instalação dos módulos fotovoltaicos resultaria na redução da evaporação da água e um possível aumento da quantidade de água disponível para geração de energia, dependendo das condições locais.

Um sistema constituído desta forma, híbrido hidrelétrico fotovoltaico, pode parecer inviável. Uma hidrelétrica implantada em uma barragem existente pode representar um conjunto de obstáculos insuperáveis. O uso de módulos fotovoltaicos parece sempre se deparar com custos iniciais altos. No entanto, esses sistemas híbridos mais estudados, há algum tempo indicam que essas dificuldades aparentes podem, pelo menos em parte, ser superadas, viabilizando sua execução.

Demonstrando a viabilidade desses sistemas de geração a partir de energias alternativas, será possível pavimentar um caminho apropriado para a construção de

uma sociedade menos centralizada energeticamente, mais apropriada para o consumo de recursos naturais renováveis de modo descentralizado, levando em consideração disponibilidades locais e as características de cada comunidade.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Estudar alternativas para geração de energia a partir da barragem Val de Serra, buscando contribuir para um melhor entendimento de sistemas híbridos hidrelétricos fotovoltaicos e de sistema híbridos de armazenamento incluindo reservatório de água e hidrogênio, para demonstrar que estas combinações fornecem melhores espaços de otimização.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

Otimizar um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem Val de Serra, considerando a operação de módulos fotovoltaicos em dispositivos flutuantes sobre a superfície livre do reservatório em conjunto com a usina hidrelétrica já proposta.

Incluir o potencial obtido com o aproveitamento da energia dissipada em válvulas redutoras de pressão, instaladas na rede de abastecimento de água operada pela empresa concessionária, entre as alternativas consideradas no processo de otimização do sistema híbrido em estudo.

Propor um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico na barragem Val de Serra, operando com um sistema híbrido de armazenamento de energia, considerando armazenamento no reservatório e também em um sistema baseado no acúmulo de hidrogênio, obtido por eletrolise, do potencial de energia dissipada em válvulas redutoras de pressão, instaladas na rede de abastecimento de água.

1.2 Hipótese

Este trabalho considera possível viabilizar uma maior oferta de suprimentos de energia de origem renovável, para a empresa concessionária de serviços de

abastecimento proprietária da Barragem Val de Serra, incluindo a utilização de painéis fotovoltaicos em operação conjunta com a usina hidrelétrica e operando o reservatório para armazenamento de energia em conjunto com o armazenamento em hidrogênio, tendo como base a investigação técnico-econômica através de simulação pelo software HOMER.

1.3 Método

Os objetivos serão atendidos através da utilização do software HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*), versão Legacy.

O Homer foi originalmente desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) e estava disponível para acesso universal em sua versão Legacy, atualmente é comercializado pela empresa Homerenergy.

Software de simulação de micro redes de potência, modela o comportamento de um sistema, considerando suas restrições físicas e técnicas e o custo de seu ciclo de vida, permitindo a comparação de diversas combinações de opções de sistemas, baseando-se nos seus méritos técnicos e econômicos. (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

1.4 Estrutura da Tese

A tese é composta por sete capítulos e pelas referências bibliográficas.

No primeiro capítulo é feita uma breve introdução aos temas abordados nesse trabalho, também aqui são definidos os objetivos: geral e específicos.

No capítulo dois são compiladas as informações necessárias ao desenvolvimento do trabalho, traz o estudo de caso realizado junto ao reservatório Rodolfo Costa e Silva da CORSAN, que apresenta os resultados obtidos dos estudos de viabilidade técnica e econômica de um aproveitamento de energia renovável junto ao pé da barragem.

No terceiro capítulo é apresentado o software Homer Legacy, sua metodologia de simulação e modelamentos matemáticos.

No capítulo quatro é apresentado o Sistema Híbrido Hidrelétrico Fotovoltaico para operar em Val De Serra, com suas particularidades e características.

No quinto capítulo, estão as considerações referentes ao Sistema De Armazenamento Híbrido, caracterização e arranjos necessários para que o reservatório tenha sua contribuição simulando um acumulador de energia; também apresenta os estudos a partir da utilização do hidrogênio, aproveitando a energia dissipada no sistema de distribuição de água, complementando as demais fontes.

O capítulo seis, apresenta o conjunto de resultados obtidos e as ponderações sobre os valores mais adequados para a viabilidade do aproveitamento nas diversas configurações consideradas.

No capítulo sete são apresentadas as conclusões e na sequência as sugestões de temas para o avanço dos estudos.

Cabe resaltar, que a seção 6.1 deste trabalho, foi extraída de um artigo escrito a partir de estudos e simulações realizados durante a redação desta tese. O artigo foi publicado em setembro de 2015, no Journal of Power and Energy Engineering, capítulo três, páginas 70-83, no sítio <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2015.39006>. O artigo trata das simulações de um sistema de Geração Híbrida – Hidrelétrico Fotovoltaico, com custos de aquisição dos módulos fotovoltaicos entre US\$ 2 000 por kW e US\$ 4 000 por kW, preços praticados à época.

Na seção 6.2 temos os resultados para a simulação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com características semelhantes ao sistema proposto no artigo referido anteriormente, entretanto para este caso foram considerados módulos fotovoltaicos com custos entre US\$ 1 000 por kW e US\$ 2 500 por kW, valores mais adequados aos praticados atualmente, bem como modificações referentes a previsão necessária para posterior estudo de sistemas híbridos de armazenamento, referido nas seções subsequentes deste trabalho. Os dados das diversas simulações realizadas neste estudo geraram outro artigo, que está em processo final de elaboração e posterior publicação.

O presente trabalho foi desenvolvido como parte das atividades do Grupo de Estudo sobre Energias Renováveis e Sustentabilidade do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

2 ESTUDO DE CASO: VAL DE SERRA

As barragens de abastecimento de água são geralmente projetadas com o único propósito de acúmulo de água, principalmente devido ao pequeno potencial hidrelétrico. Assim, as estruturas hidráulicas são frequentemente projetadas para restituir grandes quantidades de água, não contando com estruturas apropriadas para a adução de água, sala de máquinas e a recondução rio. Além disso, são operados de maneira mais simples, mantendo um fluxo constante, diferentemente das usinas hidrelétricas.

O uso dessas estruturas para obter suprimentos de energia requer uma solução técnica e econômica adequada. O projeto de uma usina convencional certamente levará à inviabilidade. É necessário conceber uma abordagem baseada na solução de custo de oportunidade.

É por isso que o uso de BFTs, bombas funcionando como turbinas é mostrado como uma boa solução, por sua simplicidade e vantagem de custo em relação às turbinas convencionais, sem redução significativa na eficiência.

A adaptação de barragens de fornecimento para geração de energia requer uma mudança no projeto de adução de água, permitindo a instalação de máquinas de conversão de energia onde antes havia uma válvula de saída. Além disso, é necessário projetar a instalação de máquinas hidráulicas e montagem de equipamentos de conversão de energia, motor/gerador, uma estrutura hidráulica que recebe a água após a sua passagem através da máquina hidráulica e, em seguida, retorna a água para o leito do rio.

O uso de bombas como turbinas elétricas já é estudado há várias décadas Stelzer e Walters (1977), bem como Derakhshan, e Nourbakhsh,(2008), e é sempre considerado como alternativa à eletrificação com menores custos, assim como os estudos de Williams (1996) e Arriaga (2010).

Uma ideia que surgiu do uso de bombas como turbinas para recuperação de pressão, objeto da pesquisa de Antwerpen e Greyvenstein (2005), e que segue despertando interesse por ser uma solução não convencional demonstrada nos trabalhos de Varun et al. (2011) e os de Ramos e Borga (1999).

2.1 A Barragem Rodolfo Costa e Silva, “Val de Serra”

A barragem Rodolfo Costa e Silva, conhecida como Val de Serra, foi inaugurada em 17 de dezembro de 1999. O reservatório é operado pela Companhia Rio-grandense de Saneamento, CORSAN, e está localizado na fronteira entre os municípios de Itaara e São Martinho da Serra, no centro do Estado do Rio Grande do Sul, o estado mais meridional do Brasil.



Figura 2-1. Imagem do reservatório formado pela barragem de Val de Serra. (fonte: Google earth)

O reservatório, Figura 2-1, cobre uma área de 275 hectares e está localizado entre as coordenadas geográficas: 29°29'01 "a 29°30'56" Sul e 53°43'32 "a 53°45'29" Oeste.

A barragem é construída com concreto compactado a rolo, com altura máxima de 36,5 m, altura máxima acima do leito do rio de 34,0 m, comprimento de crista de 684 m e dissipação de energia com vertedouro em degraus. A Figura 2-2, mostra a estrutura de dissipação de energia.



Figura 2-2. Visão da estrutura de dissipação de energia. (fonte: autor)

A cobertura terrestre predominante na área de captação do reservatório Rodolfo Costa e Silva é agrícola, com áreas de campo destinadas à pastagem e a pequenas áreas de vegetação arbórea, especialmente de matas ciliares.

As principais culturas agrícolas praticadas na área são: soja, trigo e milho. Nas áreas de campo, é praticada a pecuária em regime extensivo, sendo principalmente presente na margem direita do reservatório. As áreas florestais concentram-se junto à rede de drenagem, considerada muito importante à manutenção da fauna aquática.

A ocupação humana é maior nos divisores da bacia hidrográfica que no entorno do reservatório. A localização das residências encontra-se, geralmente, em adjacência às rodovias, facilitando a locomoção da população a outras áreas.

Por outro lado, em áreas próximas ao reservatório é desenvolvida a agricultura e a pecuária.

A Figura 2-3 mostra uma vista do lago formado pela barragem. A área de drenagem que contribui para o reservatório é de 49,4 km² e volume útil total é de 23 milhões de metros cúbicos.



Figura 2-3. Vista parcial da barragem e do lago. (fonte: autor)

O reservatório está na área de influência de uma região subtropical clima com uma temperatura média anual de 22°C, com temperaturas máximas superiores a 30°C e mínimas temperaturas abaixo de 5°C. Novembro é o mês menos chuvoso e junho, setembro e outubro são os meses mais chuvosos.

Tabela 2-1. Altura x Volume barragem Val de Serra

<i>Cota (m)</i>	<i>Volume (hm³)</i>
30	24,0
25	17,1
20	11,1
15	7,6
10	3,2
5	0,2

(fonte: autor)

O reservatório Rodolfo Costa e Silva é compreendido pelo setor de alto curso da bacia hidrográfica do rio Ibicuí-Mirim. A jusante deste encontra-se o Reservatório Saturnino de Brito, que também compõe o sistema de abastecimento da CORSAN. Esses, juntos com o reservatório DNOS, abastecem a população da área urbana de Santa Maria. No entanto, o reservatório Rodolfo Costa e Silva abastece em mais de 60% a cidade.

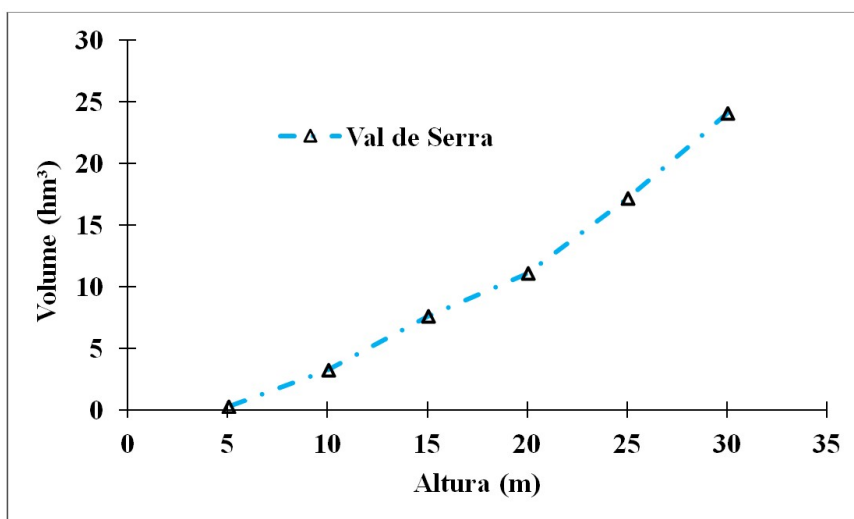


Figura 2-4. Gráfico Cota x Volume para o reservatório da barragem Val de Serra. (fonte: autor)

A vazão média é regularizada por uma válvula dispersora tipo Howell Bungel, diâmetro nominal de 600 mm.

Segundo informação do operador da barragem a abertura é regulada em 10% durante todo o ano, em casos de extrema seca a abertura da válvula pode ser aumentada para até 20%, conforme ilustra Figura 2-5, a seguir.

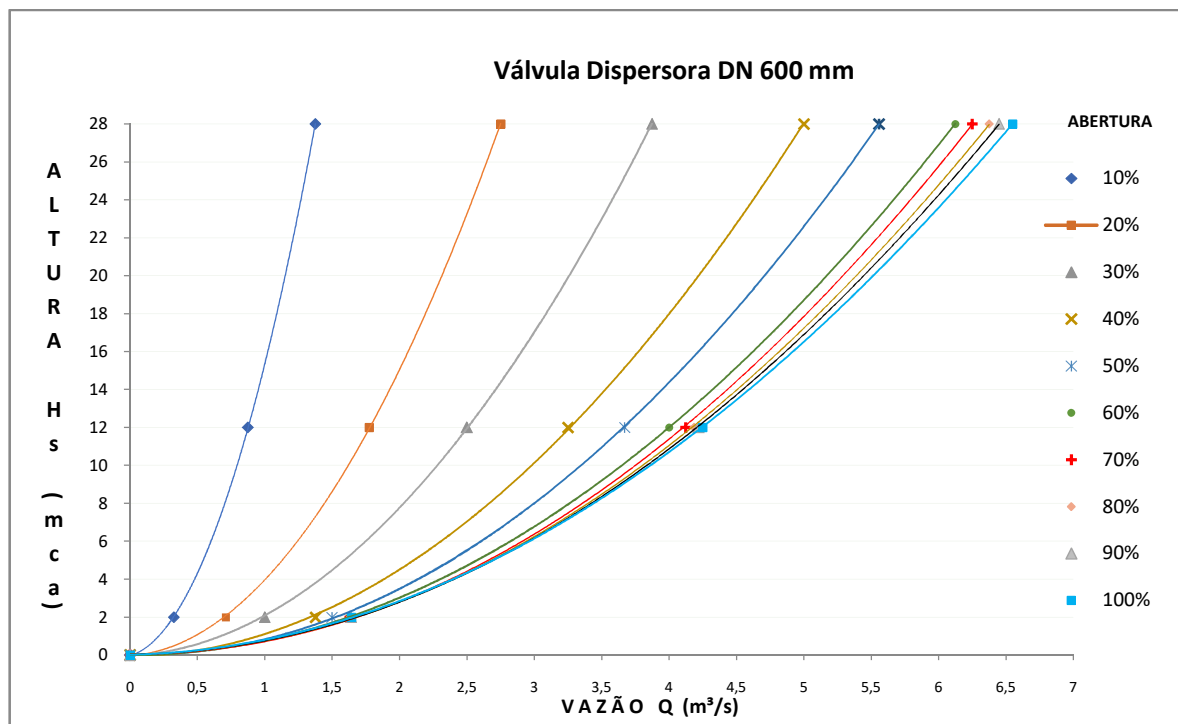


Figura 2-5. Válvula dispersora percentuais de abertura. (fonte: adaptado CORSAN)



Figura 2-6. Válvula dispersora Rowell DN600. (fonte: autor)

Para a instalação dos equipamentos é indicado o aproveitamento o conduto que leva a água até a válvula dispersora, a válvula seria retirada e as adaptações necessárias à casa de força seriam realizadas a partir do conduto forçado de 600 mm, conforme a Figura 2-7.

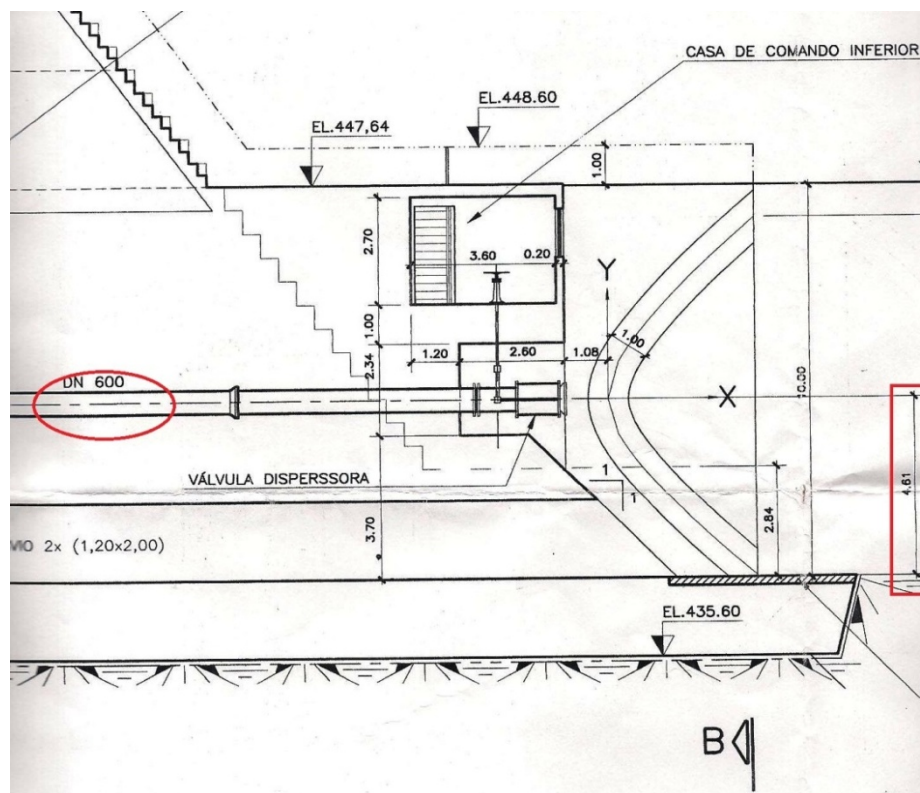


Figura 2-7. Detalhe conduto da válvula dispersora. (fonte: CORSAN)

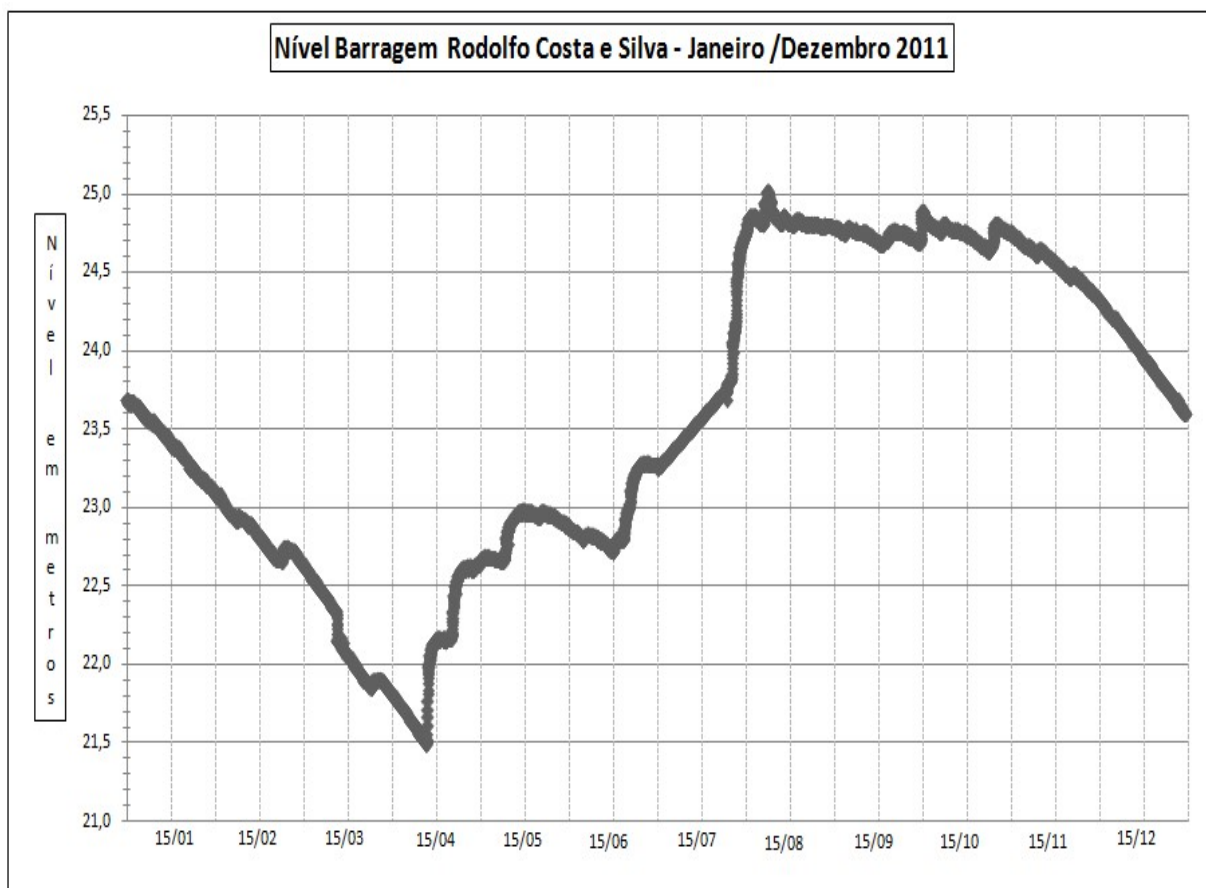


Figura 2-8. Nível Barragem. (fonte autor)

O gráfico referente à Figura 2-8, foi construído a partir de planilhas eletrônicas com os dados de leitura de nível da barragem, estes dados foram disponibilizados pela CORSAN.

A aquisição de dados é realizada em intervalos de tempo de 300 s, sensores na barragem, coletam os dados e o envio é feito via link dedicado de radio frequência.

Após o tratamento dos dados disponibilizados, foi selecionado um período, ou um ciclo anual para avaliação do nível. Como a vazão para esta barragem é sempre constante pode-se avaliar e estimar os valores de energia gerada a partir do nível útil, vazão regulada e do rendimento atribuído aos equipamentos.

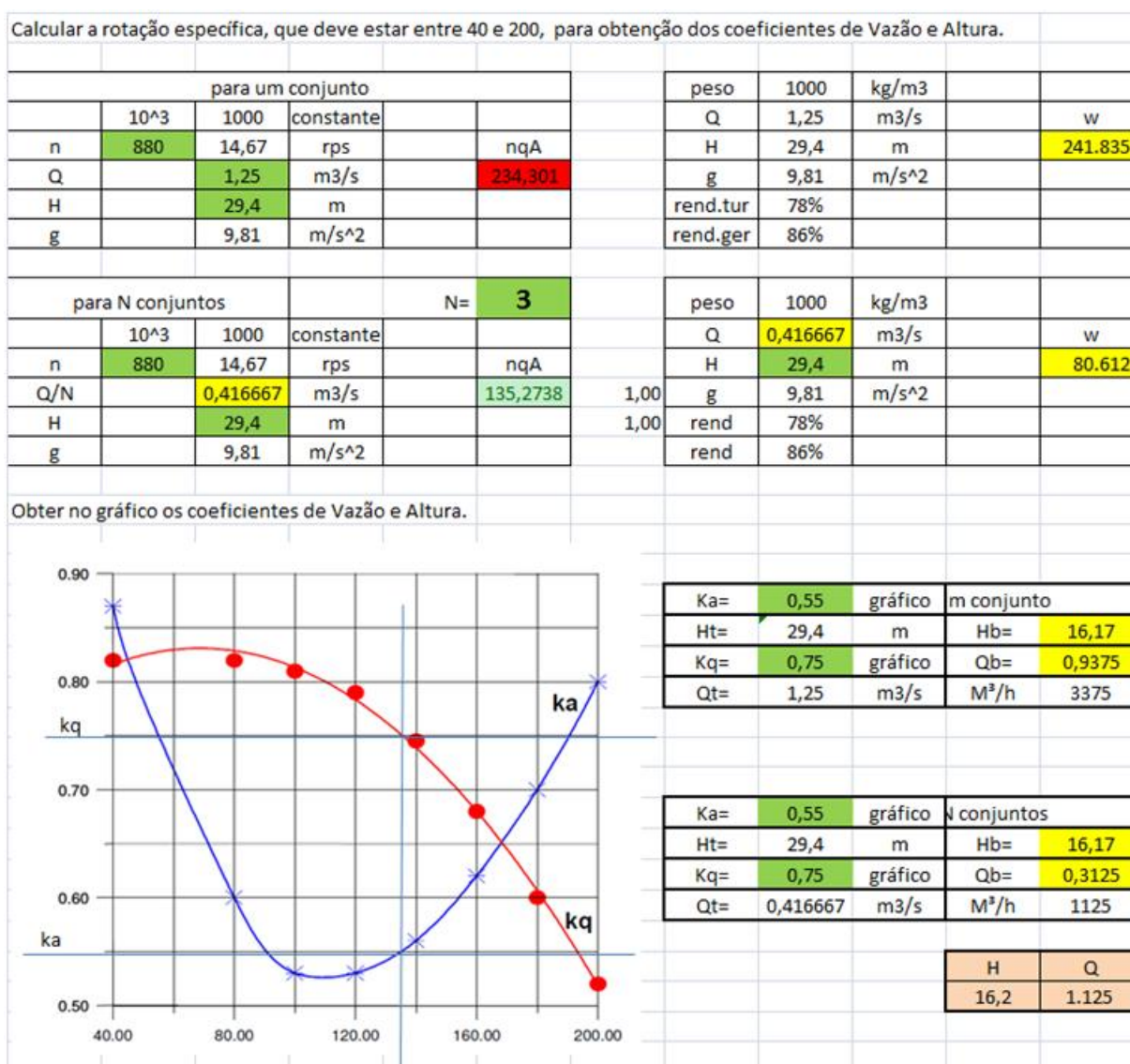


Figura 2-9. Planilha de cálculo para “Val de Serra”. (fonte: autor)

Para a seleção das BFT, no aproveitamento da barragem “Val de Serra”, foi usada a metodologia desenvolvida por Viana, na Figura 2-9, está representada a planilha de cálculo, sendo o resultado apontado na porção inferior direita, indicando como altura (H) para a BFT 16,2 m, e a vazão (Q) indicada 1 125 m³/h. De posse destes valores foi realizada a seleção, através das curvas de desempenho de bombas fornecido pelo fabricante, da bomba com melhor rendimento para a altura e vazão definidas no cálculo, conforme apresentado na Figura 2-10.

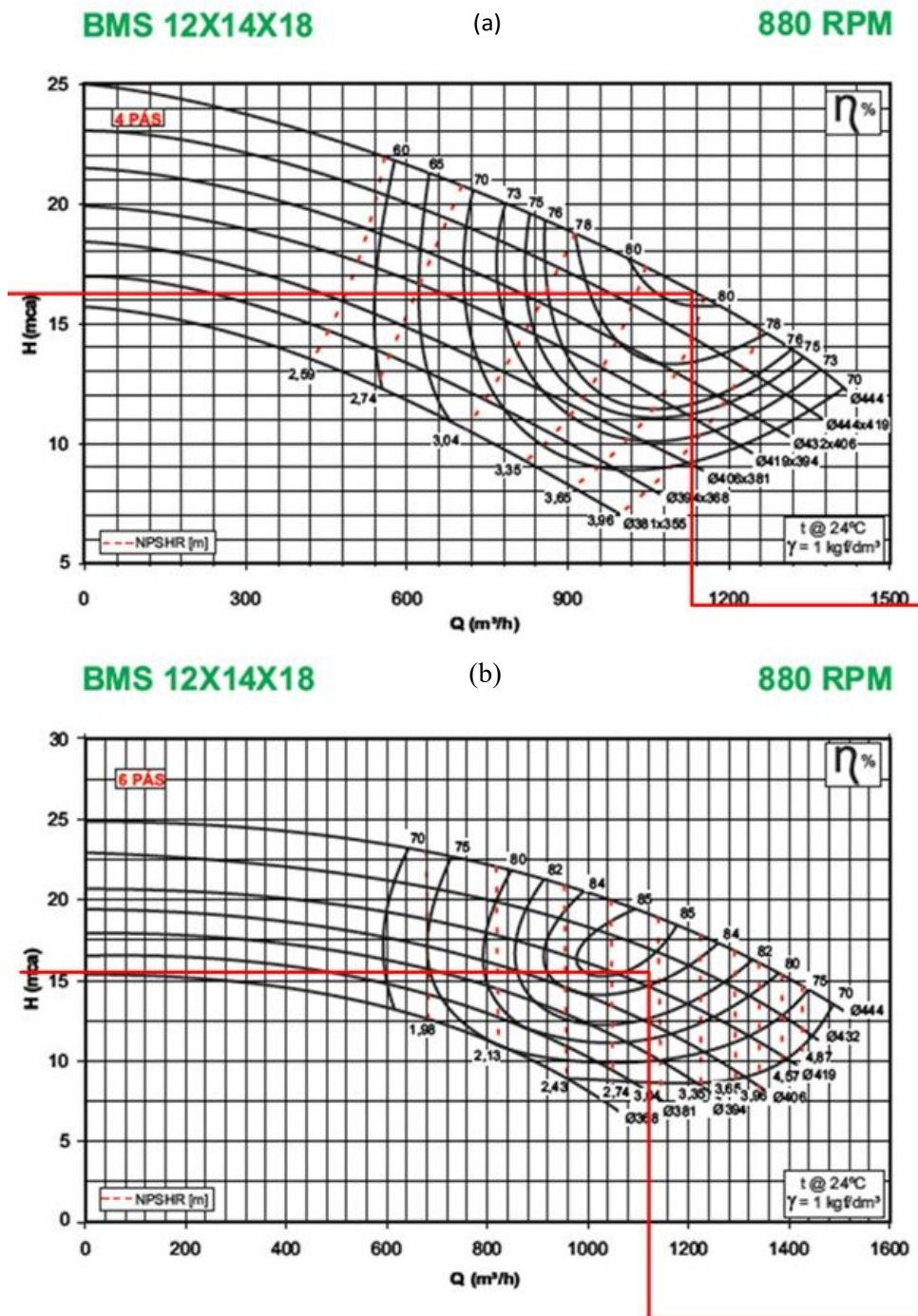


Figura 2-10. Curvas de desempenho de bombas centrífugas, (a) 4 pás (b) 6 pás. (fonte: Imbil 2013)

Na Tabela 2-2, está apresentado o resumo dos cálculos realizados em planilha eletrônica, destacando os valores mensalmente, levando em consideração que a vazão para esta barragem é sempre constante, pode-se avaliar e estimar os valores de energia gerada a partir do nível útil, vazão regulada e do rendimento atribuído aos equipamentos.

Tabela 2-2. Energia produzida para 3 conjuntos BFT.

<i>Mês</i>	<i>H [m]</i>	<i>Q [m³/s]</i>	<i>P [kW]</i>	<i>Rend.[%]</i>	<i>E [kWh]</i>
Jan	28,00	1,25	343,30	0,82	209.442
Fev	27,50	1,25	337,18	0,82	185.799
Mar	26,96	1,25	330,65	0,82	201.725
Abr	26,63	1,25	326,60	0,82	192.822
Mai	27,44	1,25	336,50	0,82	205.291
Jun	27,52	1,25	337,52	0,82	196.506
Jul	28,06	1,25	344,12	0,82	209.940
Ago	29,42	1,25	360,74	0,82	220.081
Set	29,33	1,25	359,68	0,82	212.354
Out	29,35	1,25	359,88	0,82	219.556
Nov	29,14	1,25	357,37	0,82	210.993
Dez	28,55	1,25	350,09	0,82	213.586
				MWh/ano	2.478

(fonte:autor)

No gráfico da Figura 2-11, está representada a energia gerada em kW para o período de janeiro a dezembro de 2011, o perfil do gráfico é semelhante ao do nível, isto é devido a dependência da potência gerada ter relação direta com a altura disponível, uma vês que a vazão para este caso é contínua.

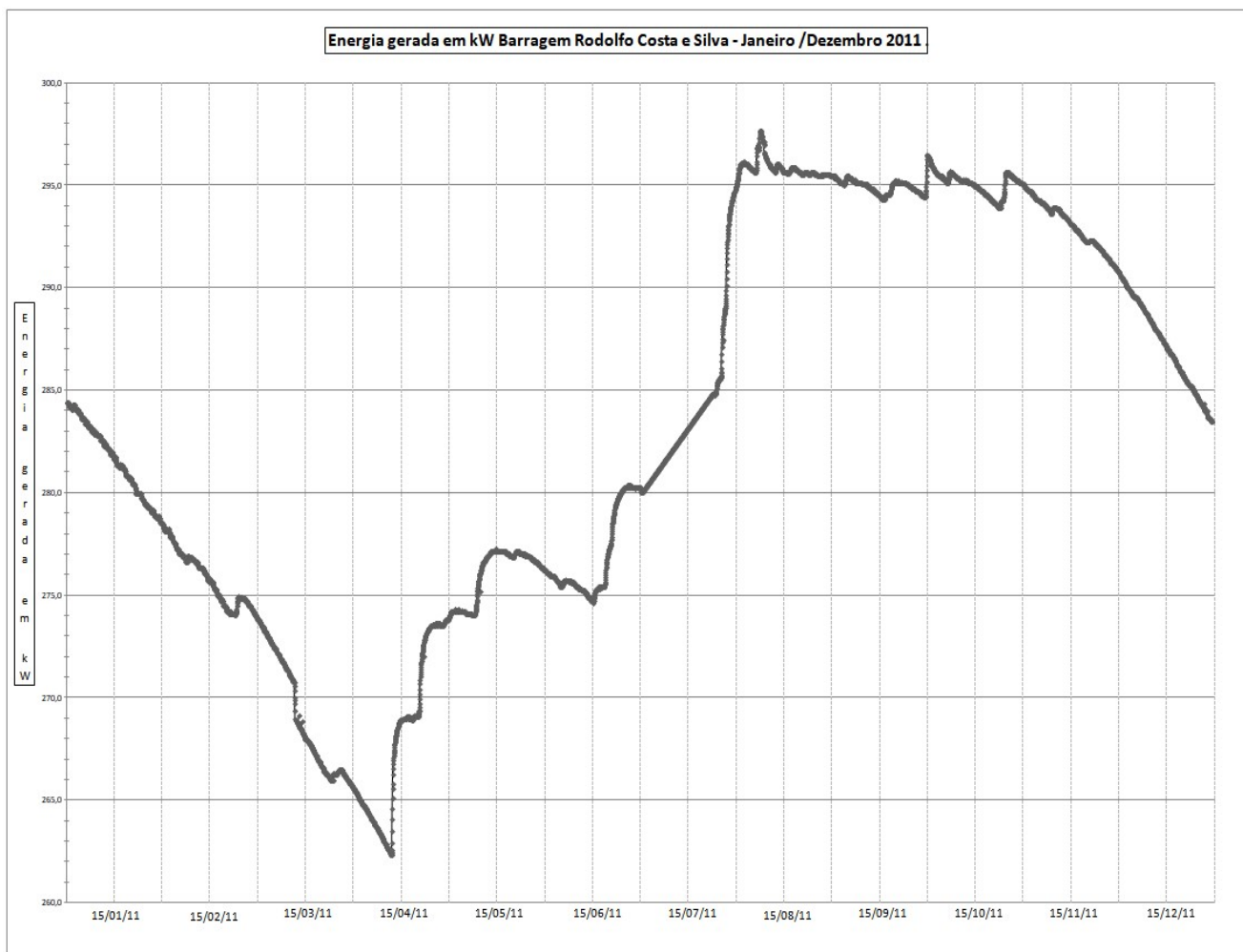


Figura 2-11. Energia gerada em kW. (fonte autor)

2.2 Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica pode ser avaliada por um breve estudo econômico considerando o retorno ao longo de 25 anos de uma turbina tradicional comparada com 2, 3 e 6 bombas centrífugas.

A Tabela 2-3, mostra os resultados parciais dos cálculos efetuados. Os custos anuais de manutenção foram estipulados em 5% do custo de aquisição.

A Figura 2-12, mostra uma comparação dos valores iniciais para aquisição das máquinas hidráulicas. A turbina chega a custar o triplo do valor necessário para aquisição de duas BFTs e quase o dobro do valor necessário para aquisição de seis BFTs equivalentes.

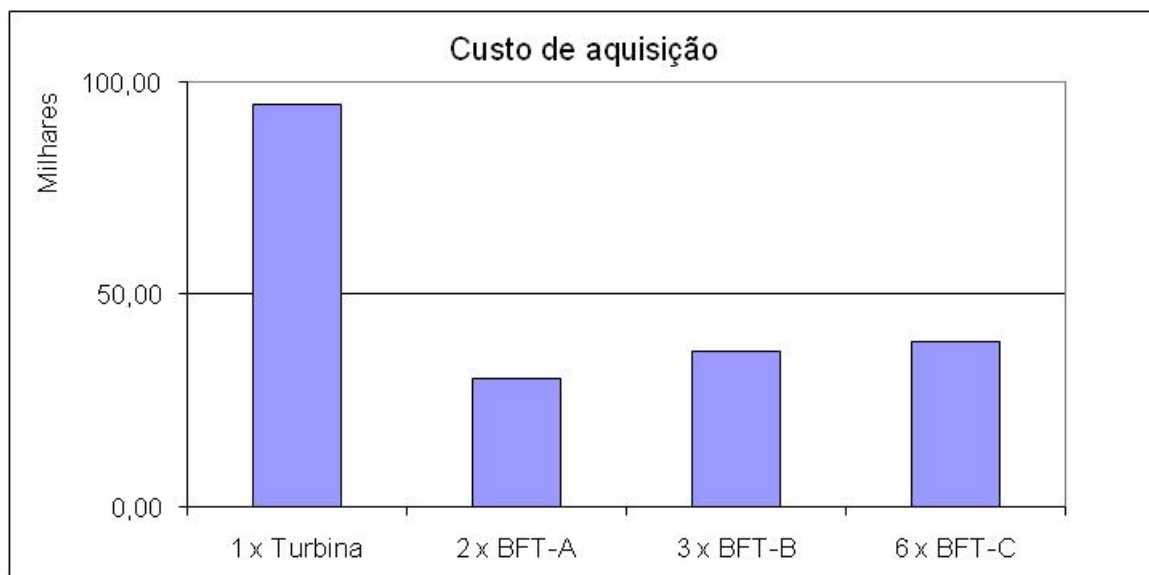


Figura 2-12. Custo de aquisição da turbina e das BFT. (fonte: autor)

A energia gerada anualmente leva em consideração os resultados da Tabela 2-3, e o custo do valor obtido com essa energia é obtido a partir do custo unitário de US\$ 30 por MWh. O resultado final é obtido da subtração dos custos de aquisição e de manutenção desse valor obtido com a venda da energia.

O preço da energia para as distribuidoras é estabelecido em leilão, para o mais recente leilão de usinas a ser construídas até 2018, em dezembro de 2013, o valor da energia para usinas hidrelétricas chegou a R\$ 83,49 por MWh, aproximadamente US\$ 30 por MWh para a cotação do mês de fevereiro de 2014. (CCEE 2013)

Os valores finais são ainda somados ano a ano, de modo que o valor que aparece na coluna correspondente ao 25º ano é o resultado final acumulado obtido com a solução correspondente ao longo desse período.

Tabela 2-3. Retorno gerado para 25 anos de operação.

		Anos		1	10	20	25
1 - turbina	Aquisição	US\$		94.720,00			
	Manutenção	US\$		6.630,40	6.630,40	6.630,40	6.630,40
	Energia	MWh		2.538,54	2.538,54	2.538,54	2.538,54
	30,00	US\$		76.156,06	76.156,06	76.156,06	76.156,06
	Final	US\$	-	25.194,34	600.536,60	1.295.793,20	1.643.421,50
2 - bombas A	Aquisição	US\$		30.100,00			
	Manutenção	US\$		1.505,00	1.505,00	1.505,00	1.505,00
	Energia	MWh		2.538,54	2.538,54	2.538,54	2.538,54
	30,00	US\$		76.156,06	76.156,06	76.156,06	76.156,06
	Final	US\$		44.551,06	716.410,60	1.462.921,20	1.836.176,50
3 - bomba B	Aquisição	US\$		36.720,00			
	Manutenção	US\$		1.836,00	1.836,00	1.836,00	1.836,00
	Energia	MWh		2.478,09	2.478,09	2.478,09	2.478,09
	30,00	US\$		74.342,82	74.342,82	74.342,82	74.342,82
	Final	US\$		35.786,82	688.348,21	1.413.416,41	1.775.950,51
6 - bomba C	Aquisição	US\$		38.880,00			
	Manutenção	US\$		1.944,00	1.944,00	1.944,00	1.944,00
	Energia	MWh		2.357,21	2.357,21	2.357,21	2.357,21
	30,00	US\$		70.716,34	70.716,34	70.716,34	70.716,34
	Final	US\$		29.892,34	648.843,42	1.336.566,83	1.680.428,54

(fonte: autor)

A Figura 2-13 mostra uma comparação dos resultados obtidos. Observa-se que os resultados obtidos com 2, com 3 e com 6 BFTs são superiores ao resultado obtido com a turbina. Em parte, porque a manutenção de BFTs é mais simples, inclusive com maior disponibilidade de pessoal especializado na manutenção de bombas no mercado.

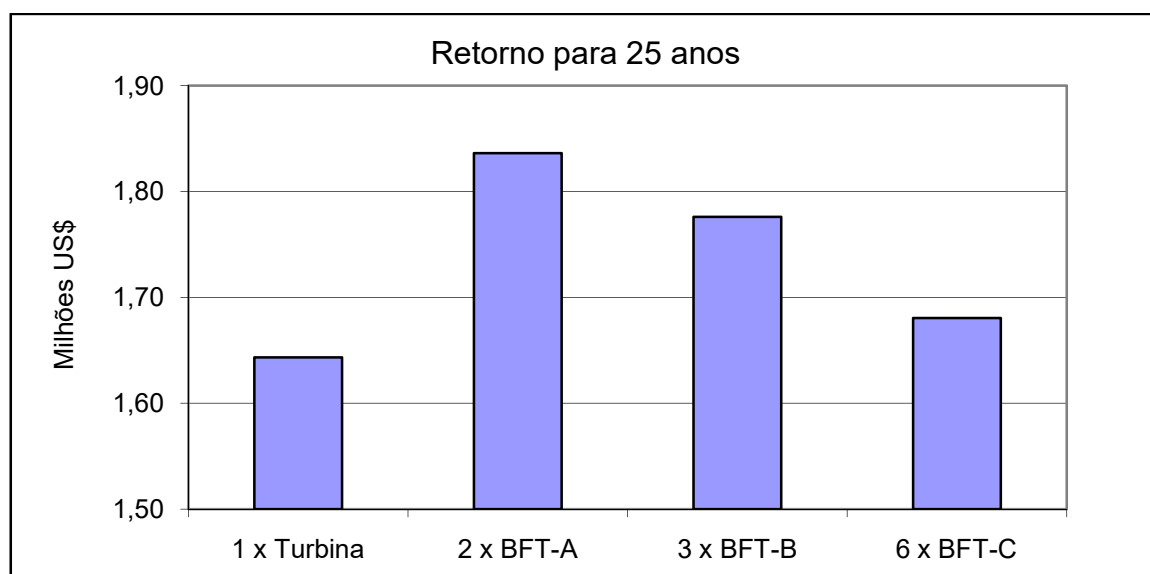


Figura 2-13. Retorno financeiro para diferentes soluções. (fonte: autor)

3 SIMULAÇÕES COM HOMER

Homer (Homer Energy, 2014) é um software de simulação de micro redes de potência, que modela o comportamento de um sistema, considerando suas restrições físicas e técnicas, e o custo de seu ciclo de vida. O software permite a comparação de diversas combinações de opções de sistemas baseando-se nos seus méritos técnicos e econômicos. Além disso, também permite investigar os efeitos de possíveis incertezas e mudanças nos parâmetros iniciais de entrada (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006). Foi originalmente desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) e está disponível para acesso universal em sua versão Legacy. Homer simula um sistema de geração de energia ao longo do período de 25 anos em intervalos de 60 minutos, apresentando os resultados por um período de um ano. Lilienthal et al., (2004); Lambert et al., (2005)

No software é possível modelar sistemas compostos por geração fotovoltaica, eólica, hidrelétrica a fio d'água, combustível fóssil, células a combustível, e dispositivos de acumulação como baterias e tanque de armazenamento de hidrogênio, que pode ser associado com eletrolisador ou reformador de gases orgânicos para produção de hidrogênio. Também modela geração e carga térmica, possibilidade de conexão com a rede de energia elétrica, conversores de potência para transferência de energia entre barramentos de corrente alternada e contínua e análise de emissões.



Figura 3-1. Relação Conceitual das Funções de Simulação, Otimização e Análise de Sensibilidade do software Homer. (fonte: Lambert, Gilman e Lilienthal 2006)

A simulação determina o comportamento de uma configuração dos componentes de um sistema para certo ajuste de entradas a cada hora do ano. No processo o Homer determina se o conjunto dos componentes de um sistema é viável, em relação às restrições impostas pelo usuário, e o custo do seu ciclo de vida.

Na otimização, o software testa diferentes configurações do sistema para determinar aquele que apresenta o menor custo de ciclo de vida, satisfazendo as restrições técnicas. No processo ele descarta as soluções inviáveis e ordena as restantes, com base no custo total, e mostra o que tem o menor custo total como sendo a melhor configuração otimizada.

A análise de sensibilidade mostra soluções através de múltiplas otimizações para distintas suposições de entradas, de modo a se avaliar o efeito de incertezas e mudanças dos sistemas.

Nesse procedimento o Homer analisa as diversas entradas paralelamente com primeira base para simulação do sistema, assim é possível estimar o comportamento de variáveis que possuam forte característica de incerteza, como preço de combustíveis, de tarifa de eletricidade da rede ou variação da carga elétrica em longo prazo.

Já que o software faz as simulações considerando a amostra de apenas um ano, o que engessa as soluções de projeto em relação às variáveis sensíveis que podem mudar em longo prazo de tempo.

Mais especificamente, em relação a entradas de dados são divididas em recursos naturais, as informações técnicas dos componentes dos sistemas, e “outras” (other). No primeiro se insere as informações sobre as fontes de energia, como solar, hidráulica, eólica e combustíveis fósseis.

Na seguinte, os tamanhos, eficiências, dados de custos e outras informações dos componentes de geração, armazenamento, conversores e outrem.

E por último as “outras”, que envolve informações econômicas gerais, estratégias de operação e controle, condicionantes relacionados a emissões e restrições adicionais.

Na Figura 3-2 é mostrada a interface do programa, em Add/Remove são inseridos ou removidos os componentes do sistema, cargas e conexão com a rede elétrica.

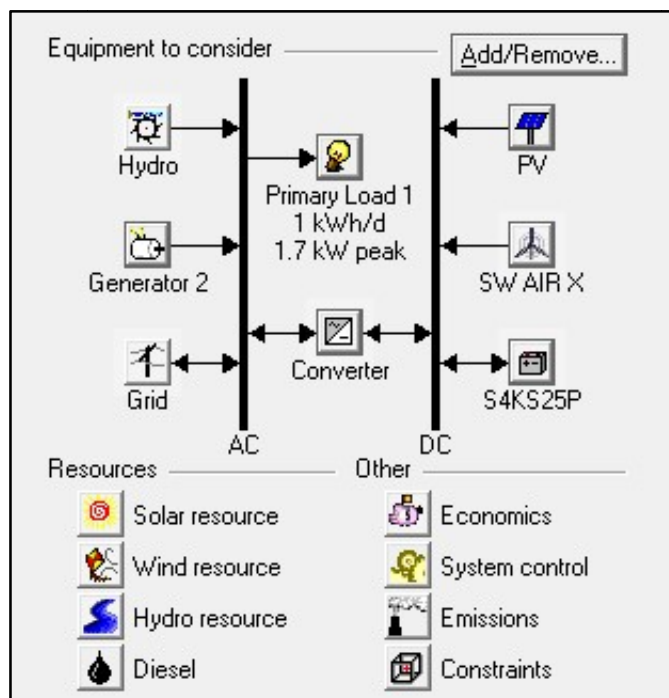


Figura 3-2. Interface do Software Homer. (fonte: Lambert, Gilman e Lilienthal 2006)

As cargas são divididas em elétrica primária, independente do tempo, térmica e de hidrogênio.

A carga elétrica primária é a demanda elétrica base a ser atingida pela geração do sistema modelado.

A carga independente do tempo é uma quantidade demandada sem muita importância do seu tempo exato de necessidade, pois geralmente está associada a um sistema de acumulação internalizado para sua operação, exemplos desse tipo de carga são sistemas de bombeamento de água, produção de gelo ou carregamento de baterias.

A demanda térmica é conveniente para se modelar sistema com aproveitamento elétrico e térmico simultaneamente, como exemplo cita-se as aplicações industriais ou sistemas de calefação.

A carga de hidrogênio serve para se modelar uma demanda externa de hidrogênio, útil para quantificar demandas para aplicações fora do escopo base do software.

O programa modela os sistemas baseando-se nas equações fundamentais físicas de conversão energética e econômicas para cálculo do ciclo de vida, na sequencia, são definidas as equações matemáticas utilizadas pelo Homer.

3.1 Modelamento Matemático Hidroelétrico

O Homer calcula a potência hidroelétrica gerada P_H em W, pela equação fundamental (1):

$$P_H = \rho * g * Q * H * \eta \quad (1)$$

onde ρ é a massa específica da água em kg/m^3 , g a aceleração da gravidade em m/s^2 , Q a vazão em m^3/s , H a queda líquida em m e a η eficiência do conjunto turbina e gerador. A queda líquida corresponde a queda bruta, desnível nominal da usina, menos as perdas de carga no circuito hidráulico de geração.

3.2 Modelamento Matemático Fotovoltaico

Na janela do recurso solar é possível entrar com os dados de três modos, a média de cada hora do ano da radiação solar global em uma superfície horizontal em kW/m^2 , a média mensal da radiação solar global em uma superfície horizontal ou ainda a média mensal do índice de “claridade” (*clearness index*). Este último corresponde a razão entre da radiação solar que atinge a superfície terrestre pela radiação que incide no topo da atmosfera, ou seja, um índice de medição do quanto o céu esta limpo ou nublado.

No software, quando se entra com o índice de “claridade” o regime de radiação solar global é calculado e vice-versa.

As equações definidas para o índice de “claridade” e a radiação solar incidente no módulo fotovoltaico são baseadas em Duffie e Beckman da segunda edição de 1991 do livro *Solar Engineering of Thermal Processes*, referência utilizada pelos desenvolvedores do programa.

O índice de “claridade”, que varia entre zero e a unidade, é calculado pela equação (2):

$$K_T = \frac{H_{m\u00e9dia}}{H_{0,m\u00e9dia}} \quad (2)$$

onde $H_{m\u00e9dia}$ corresponde a radia\u00e7\u00e3o mensal m\u00e9dia na superf\u00edcie horizontal terrestre e $H_{0,m\u00e9dia}$ a radia\u00e7\u00e3o extraterrestre horizontal ambas em kWh/m²/dia.

A rela\u00e7\u00e3o anterior \u00e9 dependente da radia\u00e7\u00e3o extraterrestre horizontal m\u00e9dia mensal, assim o $H_{0,m\u00e9dia}$ calcula a partir da constante solar, pela express\u00e3o (3), que determina a intensidade da radia\u00e7\u00e3o solar no topo da atmosfera, G_{0n} em kW/m².

$$G_{0n} = G_{cs} \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \quad (3)$$

Onde G_{cs} \u00e9 a constante solar que equivale a 1,367 kW/m² e n o dia do ano, n\u00famero entre 1 e 365.

A equa\u00e7\u00e3o anterior (3) d\u00e1 a radia\u00e7\u00e3o extraterrestre em uma superf\u00edcie normal aos raios solares, assim \u00e9 necess\u00e1rio multiplicar pelo cosseno do \u00e2ngulo de z\u00eanite, em graus, para encontrar a radia\u00e7\u00e3o extraterrestre em uma superf\u00edcie horizontal G_0 em kW/m².

$$G_0 = G_{0n} \cdot \cos \theta_z \quad (4)$$

O \u00e2ngulo de z\u00eanite θ_z \u00e9 determinado pela equa\u00e7\u00e3o (5) em graus, e ϕ \u00e9 a latitude, δ a declina\u00e7\u00e3o solar e ω o \u00e2ngulo hor\u00e1rio, todos em graus.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (5)$$

A declina\u00e7\u00e3o solar \u00e9 calculada pela express\u00e3o (6), onde n \u00e9 o dia do ano.

$$\delta = 24,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (6)$$

A radiação extraterrestre diária horizontal H_0 pela integração de G_0 do amanhecer até o anoitecer, que resulta na seguinte equação (7.1):

$$\left\{ \begin{array}{l} H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{0n} \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \cdot \sin \phi \sin \delta \right], \\ e \cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \end{array} \right. \quad (7.1 \text{ e } 2)$$

sendo ω_s o ângulo horário do anoitecer em graus, que é obtido pelo Homer pela expressão (7.2).

E por fim o cálculo da média mensal radiação extraterrestre horizontal, pela equação (8):

$$H_{0,média} = \frac{\sum_{n=1}^N H_0}{N} \quad (8)$$

Os dados de entrada do recurso solar correspondem a radiação global em uma superfície horizontal, mas geralmente os painéis fotovoltaicos não são orientados horizontalmente, assim faz-se necessário determinação da radiação incidente global nos arranjos fotovoltaicos, a cada passo de tempo.

Para isso, utilizam-se como referência de orientação, os parâmetros de inclinação β e azimute γ , ambos em graus. O primeiro corresponde a ângulo entre a superfície horizontal e a do módulo, zero equivale a orientação horizontal e noventa graus a vertical. O azimute é a direção em que está a face da superfície do módulo, o Homer usa a convenção de zero para o Sul, valores negativos para leste e positivos para orientações a oeste.

Em relação aos parâmetros geométricos, ainda são relevantes para a determinação do ângulo de incidência e conseqüentemente a radiação global incidente, a época do ano, que afeta a declinação solar dada pela expressão (6), e o hora do dia. O ângulo horário descreve a posição do sol ao longo do dia e é quantificada através da equação (9), sendo negativa antes do meio-dia solar e positiva após.

$$\omega = (t_s - 12. \text{hr}) \cdot \frac{15^\circ}{\text{hr}} \quad (9)$$

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{\frac{15^\circ}{hr}} - Z_c + E \quad (10)$$

Onde t_s é o tempo solar em horas, t_c o tempo civil em horas, λ a longitude em graus, Z_c o fuso em horas em relação ao “Tempo Médio de Greenwich” (*GMT - Greenwich Mean Time*) e E a equação do tempo em horas.

$$E = \left(\begin{array}{l} 3,82 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos B - 0,032077 \cdot \sin B - \\ -0,014615 \cdot \cos 2B - 0,04089 \cdot \sin 2B) \end{array} \right) \quad (11)$$

$$B = 360^\circ \cdot \frac{n - 1}{365} \quad (12)$$

A equação anterior (11) contabiliza os efeitos da obliquidade e excentricidade da órbita da Terra.

Com as definições geométricas anteriores, é possível determinar o ângulo de incidência θ , em graus, para qualquer orientação da superfície pela equação (13), ele é o ângulo entre a normal da superfície do módulo e os raios de sol incidentes mesmo.

$$\cos \theta = \left(\begin{array}{l} \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega \\ + \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{array} \right) \quad (13)$$

Após a quantificação geométrica da incidência solar, é feito o cálculo da radiação extraterrestre numa superfície horizontal média do intervalo, passos já definidos pelas expressões de (3) a (7), com a ressalva de que a integral que dá origem a expressão (7.1), aqui está definida entre um intervalo de tempo menor que o amanhecer e anoitecer, assim seus os limites inferior e superior serão respectivamente ω_1 e ω_2 em graus, que correspondem aos ângulos horários do intervalo genérico considerado, resultando em:

$$\bar{G}_0 = \frac{12}{\pi} \cdot G_{0n} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \cdot \sin \phi \sin \delta \right] \quad (14)$$

A partir do resultado da equação (14) relaciona-se, conforme foi já definido, o índice de “claridade”, que permite determinar a fração difusa e direta da radiação solar sabendo a radiação global horizontal, aqui sendo k_T devido a diferença de \bar{G}_0 já discutida no parágrafo anterior. Em relação a componente difusa da radiação solar, o Homer usa a correlação de Erbs, Klein e Duffie (1982) para o cálculo (15).

$$\frac{G_d}{G} = \begin{cases} 1,00 - 0,09 \cdot k_T & k_T \leq 0,22 \\ 0,95 - 0,16 \cdot k_T + 4,38 \cdot k_T^2 - 16,63 \cdot k_T^3 + 12,33 \cdot k_T^4 & 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & k_T > 0,80 \end{cases} \quad (15)$$

A radiação incidente no módulo solar é determinada pelo modelo Hay, Davies, Klucher, Reindl (HDKR) (16), que divide a fração difusa da radiação em três componentes, a isotrópica, parcela distribuída igualmente por todo ambiente, a circumsolar, que vem da direção do sol, e a parte proveniente do horizonte. Com ρ_g para a refletância do solo, também chamada de albedo, em percentual.

$$\bar{G}_T = \left(\begin{aligned} & (\bar{G}_b + \bar{G}_d \cdot A_i) \cdot R_b + \bar{G}_d (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] + \\ & + \bar{G} \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \end{aligned} \right) \quad (16)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (17)$$

$$A_i = \frac{\bar{G}_b}{\bar{G}_0} \quad (18)$$

$$f = \sqrt{\frac{\bar{G}_b}{\bar{G}}} \quad (19)$$

As expressões (17), (18) e (19) são respectivamente, a razão dos feixes de radiação solar sobre uma superfície inclinada e horizontal, o índice anisotrópico (medida da transmitância atmosférica do feixe de radiação) usado para estimar a parcela circumsolar da radiação difusa e o fator que estima a luminosidade vinda do horizonte.

A função empregada no Homer para o cálculo da potência P_{PF} de saída dos painéis fotovoltaicos é:

$$P_{PF} = Y_{PF} \cdot f_{PF} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,CPT}} \right) \cdot [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,CPT})] \quad (20)$$

Onde: Y_{PF} corresponde a potência instalada em kW, f_{PF} o fator escalar de redução entre a operação real e as condições de testes em percentual, $\bar{G}_{T,CPT}$ a radiação incidente em condições de teste igual a 1 kW/m², α_P o coeficiente que mostra a dependência da saída de potência em relação a variação de temperatura nas células em %/°C, T_c a temperatura nas células solares em °C e a $T_{c,CPT}$ temperatura em condições de teste igual a 25 °C.

No software é possível ignorar o coeficiente α_P por opção (assume-se zero) e internalizar no fator f_{PF} , os efeitos da temperatura, assim é eliminado o termo entre colchetes da equação interior (20), a preferência do usuário.

3.3 Modelamento Matemático Econômico

Como já definido no início da seção o Homer modela baseando-se no menor custo do ciclo de vida, assim para cada componente se faz necessário fornecer as entradas dos dados econômicos, que de maneira geral se dividem em custo inicial, reposição e operação e manutenção, para que o software possa simular, otimizar e realizar a análise de sensibilidade.

O programa utiliza o custo presente líquido (*net present cost*) para representar o custo do ciclo, que é o negativo do valor presente líquido (*net present value*). Esse total engloba todo o balanço econômico da configuração analisada durante toda vigência do projeto, limitado pelo usuário, em uma soma de dólares atuais, normalizados através da taxa de “desconto” para contabilizar. No balanço é incluso os custos de construção inicial, reposição de componentes, manutenção, combustível, compra de energia da rede e penalidade por excesso de emissões poluentes, as duas últimas sendo opcional a preferência do usuário. Nas receitas é incluída a venda de energia para a rede e o reaproveitamento de “sucata” no final do empreendimento.

Todos os valores econômicos são escalados pela mesma taxa através do tempo de vida, de modo que se pode internalizar a inflação pelo uso da taxa de juros real, sendo a taxa de juros nominal menos a inflação.

Em relação ao reaproveitamento de “sucata”, o software usa a expressão (21) para o cálculo:

$$S = C_{rea} \cdot \frac{R_{rest}}{R_{comp}} \quad (21)$$

Onde: C_{rea} é o custo para o reaproveitamento do componente, R_{rest} a vida útil remanescente do componente e R_{comp} a vida útil total do componente. Se a vida útil remanescente do componente for nula, o valor de recuperação será zero.

A determinação do custo presente líquido é dada pela equação (22):

$$C_{CPL} = \frac{C_{total, \text{ anual}}}{FRC.(i, R_{proj})} \quad (22)$$

Sendo: $C_{total, \text{ anual}}$ o custo total anualizado, FRC fator de recuperação de custo, i a taxa de juros real e R_{proj} ou N tempo de vida do projeto em anos. O FRC é calculado pela função (23):

$$FRC(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (23)$$

Para o custo nivelado da energia, o Homer utiliza a expressão (24), onde E_{pri} e E_{ind} corresponde a respectivamente as energias total da carga elétrica primária e carga elétrica independente do tempo, que o sistema serve por ano, e $E_{venda, \text{ rede}}$ é a energia vendida para rede também por ano.

$$CNE = \frac{C_{total, \text{ anual}}}{E_{pri} + E_{ind} + E_{venda, \text{ rede}}} \quad (24)$$

4 O SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO

Este capítulo apresenta um estudo de pré-viabilidade de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser instalado em uma barragem de abastecimento de água no sul do Brasil. O foco é identificar as condições relacionadas à solução mais adequada dos componentes de parcela fotovoltaica, para o qual o sistema se torne viável. A barragem considerada no estudo é a barragem de Val de Serra, apresentada no capítulo dois. O trabalho considera a instalação dos módulos fotovoltaicos em dispositivos flutuantes, contribuindo para redução da evaporação e aumentando a quantidade de água disponível para abastecimento e geração de energia.

Estudos relacionados a este tipo de arranjo, como os de Muhida et al. (2001), descrevem os dez anos de um sistema híbrido micro hidrodinâmico fotovoltaico na Indonésia. Bekele e Tadesse (2012), também consideraram sistemas híbridos hidro-fotovoltaico para a eletrificação rural da Etiópia.

Nfah e Ngundam (2009) avaliaram a viabilidade de sistemas pico hidro-fotovoltaico para eletrificação em Camarões. Kenfack et al. (2009) analisam com Homer um sistema micro hidro-fotovoltaico que pode ser considerado como uma referência também para a eletrificação de Camarões.

Maher et al. (2003), em seu trabalho não consideram sistemas híbridos hidro-fotovoltaico, mas apresentam uma comparação interessante entre sistemas hidrelétricos e fotovoltaicos. Santarelli e Macagno (2004), em seu estudo avaliam a produção de hidrogênio integrada com um sistema híbrido hidro-fotovoltaico em micro escala.

Referindo-se a sistemas híbridos hidroelétricos fotovoltaico Beluco et al. (2008) apresentam comentários gerais e avaliam alguns possíveis arranjos de complementaridade entre os recursos solar e hidrelétrico. Em trabalhos subsequentes, Beluco et al. (2012/2013) exploram a influência de complementaridade energética no tempo no desempenho de sistemas híbridos fotovoltaicos. Um local com boa complementaridade no tempo entre os recursos energéticos pode levar a um sistema híbrido com menor potencia instalada e consequentemente custos mais baixos.

Ehnberg e Bollen (2005) avaliam o uso de um sistema fotovoltaico e de uma usina hidrelétrica com reservatório para aumentar a capacidade fator do sistema fotovoltaico. Esta ideia foi explorada em vários projetos de pesquisa. Margeta e Glasnovic (2010) avaliam a aplicabilidade de um conceito em que sistemas fotovoltaicos e hidroelétricos seriam operados como sistemas híbridos, hídricos e fotovoltaicos em toda a Europa, com base no armazenamento de energia de modo hidráulico.

Seguindo essa linha de raciocínio, devido ao crescimento natural do uso de módulos fotovoltaicos, Denholm e Margolis (2007), avaliaram o limite de penetração solar em sistemas interligados. Hoffmann (2006) analisa o crescimento da produção de módulos fotovoltaicos e apresenta comentários interessantes sobre como este crescimento, afirmando que este crescimento deve ser acompanhado de incentivos e regulamentação apropriados.

Glasnovic et al. (2011) propuseram um sistema híbrido solar térmico hidrelétrico com a intenção de superar a disponibilidade sazonal mínima de energia, mas que contribuiria principalmente para aumentar o fator de capacidade do sistema solar térmico. Glasnovic e Margeta (2011) propuseram uma alternativa sistemática para obter suprimentos de energia a partir de sistemas com armazenamento de energia em usinas hidrelétricas reversíveis, em operação conjunta com outros recursos renováveis.

Val de Serra tem um potencial inexplorado de cerca de 260 kW, dificilmente viável com um projeto convencional de hidrelétrica, mas economicamente viável se projetado com base no uso de bombas como turbinas.

A área inundada pela represa sugere o uso de módulos fotovoltaicos para compor um sistema híbrido. Os módulos devem ser instalados em dispositivos flutuantes. O sistema híbrido projetado é mostrado esquematicamente na Figura 4-1.

A usina hidrelétrica a ser instalada terá três bombas centrífugas para operação a 16,2 m, 1.125 l/s e 880 rpm, usadas como turbinas de potência, Teixeira (2014).

A sala de máquinas estará localizada na base da barragem. As máquinas hidráulicas serão instaladas no final do conduto que leva a água até uma válvula dispersora. Estas bombas serão conectadas por um eixo a máquinas elétricas, que serão conectadas à rede.

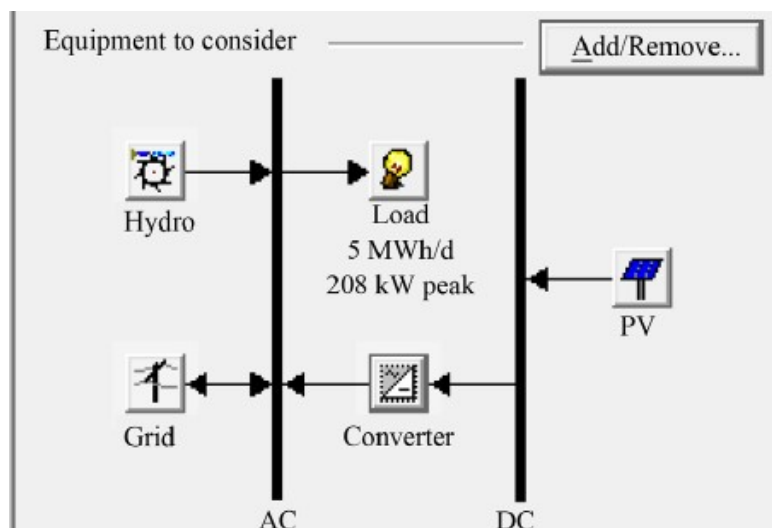


Figura 4-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser adotado em Val de Serra. (fonte: autor)

O conjunto de módulos fotovoltaicos será instalado em estruturas flutuantes, como sugerido por Gisbert et al. (2013) e por Santafé et al. (2014). Eles propuseram um sistema com módulos flutuantes de polietileno que ocupam uma área que não seria utilizada na superfície do reservatório e que também contribuem para reduzir a evaporação. O sistema proposto na literatura citada é composto por elementos descritos a seguir e representados na Figura 4-2.

Plataformas flutuantes, estas garantem a flutuabilidade e estabilidade do sistema gerador, cada plataforma suporta dois módulos fotovoltaicos. São feitas por rotomoldagem (moldagem rotacional) processo de transformação de materiais poliméricos geralmente utilizado na produção de peças ocas ou abertas de grandes dimensões.

Estrutura de suporte, (estrutura metálica) que deve ser capaz de suportar o peso dos módulos fotovoltaicos e transmitir as forças do vento através dos flutuadores para a ancoragem de sistema.

Acoplamentos metálicos articulados entre os flutuadores (correntes metálicas ou cabos, permitindo deslocamentos horizontais, bem como rotações).

Acoplamentos flexíveis (correias de borracha ou polietileno que permitem esticar quando o deslocamento máximo for alcançado). Assim, os flutuadores são capazes de se mover em relação uns aos outros para que o sistema possa se adaptar a diferentes níveis.

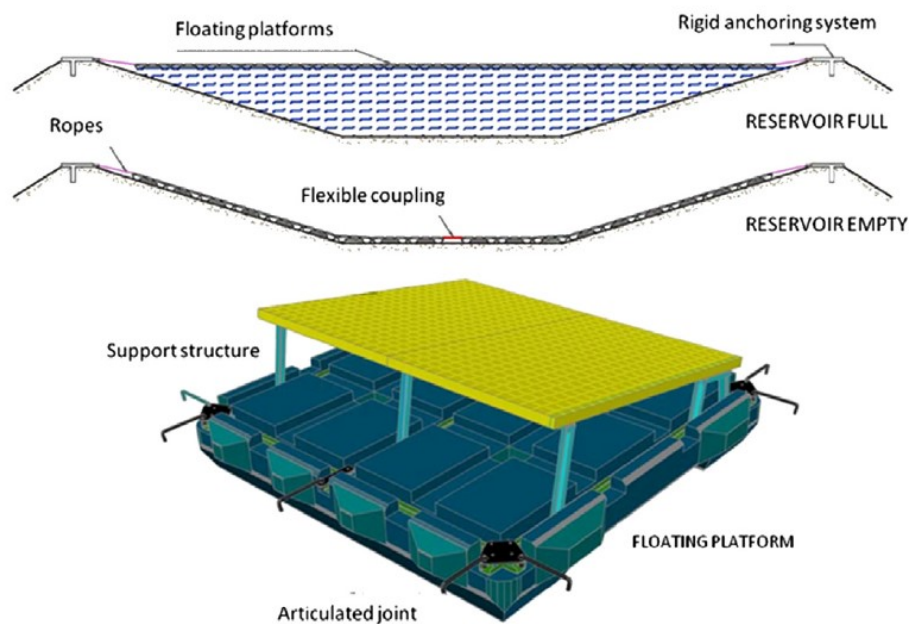


Figura 4-2. Elementos da estrutura flutuante. (fonte: Santafé et al. (2014))

Cordas (cordas náuticas de poliéster e nylon) utilizadas para amarrar os módulos aos lados do reservatório.

Sistema de ancoragem rígido (estacas de concreto armado que resistem forças laterais através da pressão passiva do ambiente circundante solo) que ancora a cobertura flutuante e transmite forças para os lados do reservatório. Santafé et al. (2014).

A superfície da água é coberta com vários módulos flutuantes que são unidos por meio de pinos. A radiação solar incidente é usada para produzir energia renovável. Além disso, sendo bem dimensionado o sistema evita perdas devido à evaporação e ao bloquear a luz solar, a proliferação de algas. Em resumo, o objetivo principal do sistema é atender às necessidades de água do reservatório enquanto maximiza a produção de energia.

A geometria do módulo flutuante foi projetada levando em consideração duas questões principais. Primeiro, as dimensões devem ser adequadas ao tamanho dos módulos fotovoltaicos comerciais. Em segundo lugar, os flutuadores devem cobrir o máximo possível da superfície do reservatório para evitar que a água evapore.

Várias configurações e geometrias do módulo flutuante foram estudadas antes de selecionar o projeto apresentado na Figura 4-3, que é composto por dois módulos fotovoltaicos de 1,6 m x 1,0 m e uma via de acesso de 0,5 m. Gisbert et al. (2013).

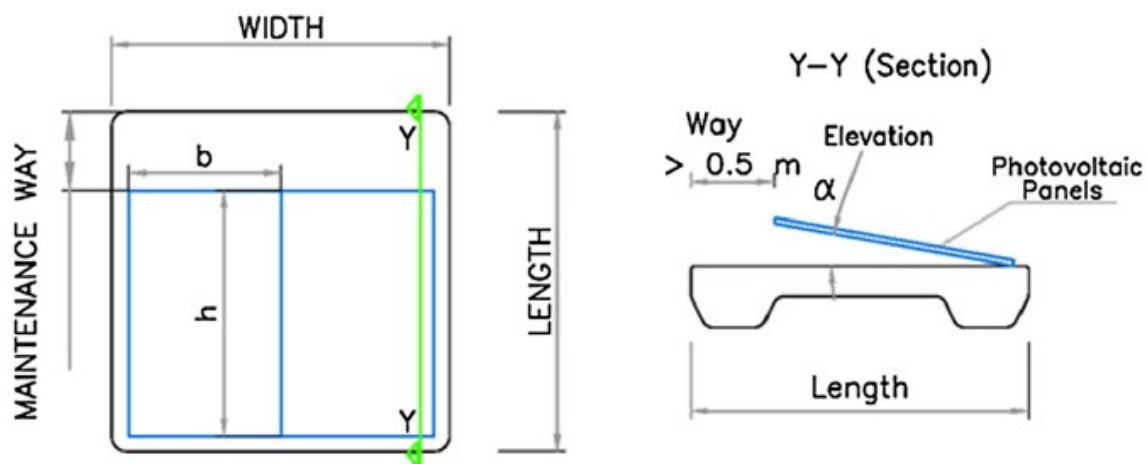


Figura 4-3. Layout da estrutura flutuante. (fonte: Gisbert et al. (2013))

O flutuador foi projetado para acomodar dois painéis solares padrão com um ângulo de inclinação α e uma via de acesso de 0,5 m localizada atrás da parte superior dos painéis. Os três elementos principais formam uma única unidade quadrada de 2,35 m 2,35 m. O sistema pode ser aplicado a qualquer estrutura de armazenamento de água não expostas a fortes forças de ondas (lagoas, tanques, reservatórios, lagoas, etc). Santafé et al. (2014).

O reservatório tem uma área relativamente grande e a cobertura total levaria a uma geração fotovoltaica com uma capacidade de pouco maior de 100 MW. Como o potencial hidrelétrico é muito menor, decidiu-se considerar neste estudo painéis fotovoltaicos que adicionam potência comparável ao potencial hidrelétrico proposto. Assim sendo, as estruturas flutuantes fotovoltaicas consideradas nas simulações tem uma capacidade instalada de 60 kW.

Além desses componentes, ainda há uma conexão com a rede (grid) e um conversor. A conexão com a rede é usada em conjunto com a carga do consumidor para simular uma fonte de alimentação a ser inserida no sistema interligado. O conversor opera somente como um inversor, permitindo o fluxo de corrente do barramento CC para o barramento CA.

O armazenamento de energia não foi considerado neste estudo. O conversor opera com uma eficiência de 92%, com expectativa de vida útil de 10 anos.

4.1 Sistema de Geração Híbrido – Hidrelétrico/Fotovoltaico

Para a simulação do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico proposto foram considerados módulos fotovoltaicos com custos entre US\$ 2 000 por kW e US\$ 4 000 por kW.

A instalação de estruturas flutuantes, como sugerido por Gisbert et al. (2013) e Santafé et al. (2014), aumentam o custo em 30%.

A Figura 4-4, mostra a incidência da radiação solar em um plano horizontal em Val de Serra. A primeira parte da figura mostra os valores mínimo, médio e máximo valores mensal.

A segunda parte mostra a distribuição horária dos valores ao longo do ano.

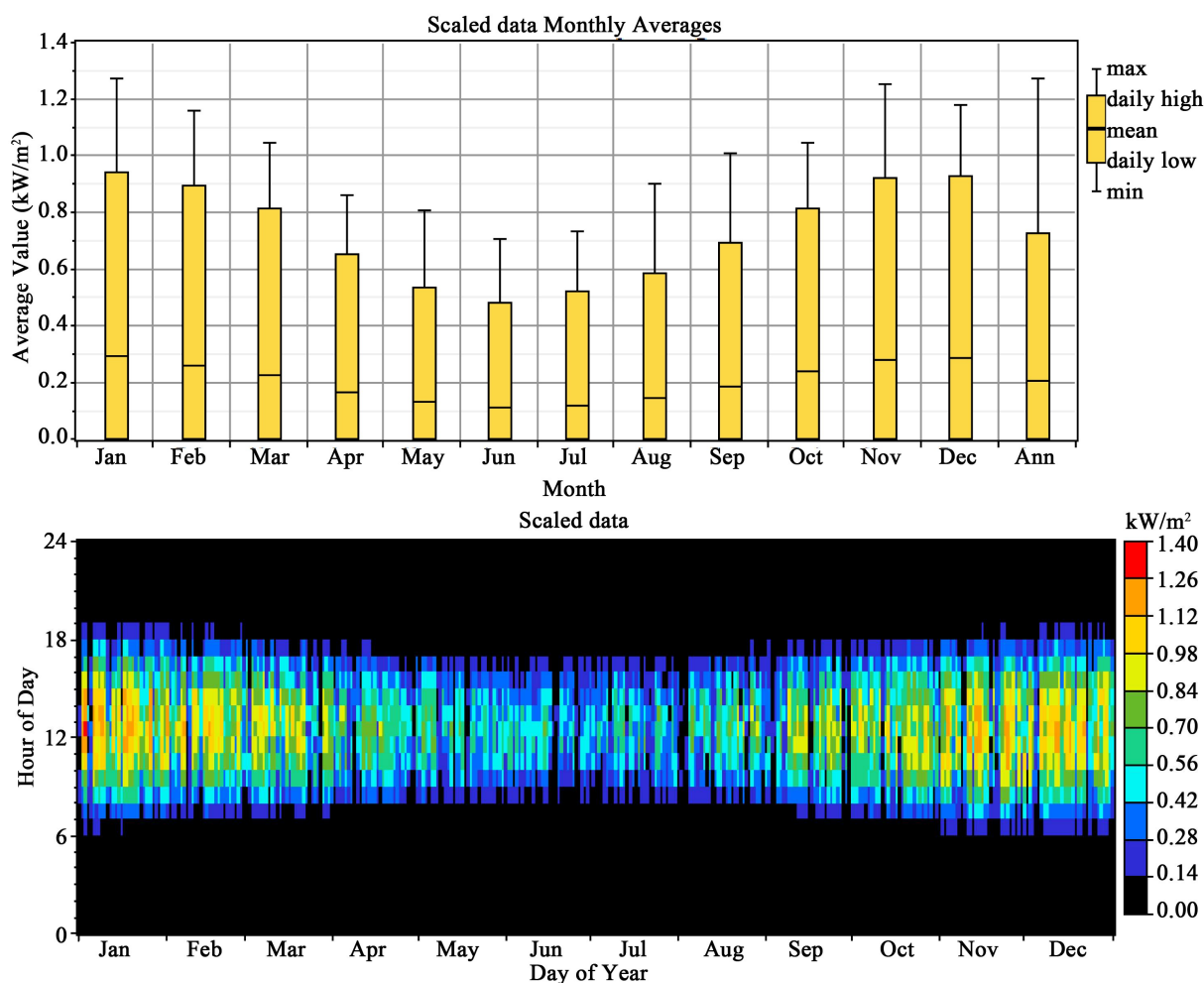


Figura 4-4. Incidência de radiação solar em um plano horizontal em Val de Serra. (fonte: autor)

O funcionamento do Val de Serra como usina é um pouco diferente de um aproveitamento normal: a altura sofre variação, entretanto a taxa de vazão

permanece aproximadamente constante. Na verdade, o fluxo também varia, pois consiste em um reservatório esvaziando, mas essa variação é pequena e foi negligenciada. A usina hidrelétrica terá então um fluxo de $1,25 \text{ m}^3/\text{s}$ e uma altura variável.

Assim, para fins de simulação, considerou-se uma altura de 29,6 m e fluxo as taxas foram então calculadas novamente. A Figura 4-5 mostra os valores usados para a taxa de fluxo.

Os dados apresentados na Figura 4-4 e na Figura 4-5 sugerem uma complementaridade no tempo igual a 0,16 entre a energia hidrelétrica e energia solar. O mapa apresentado por Beluco et al. (2008), sugere uma complementaridade muito maior, entre 0,8 e 1,0. Essa diferença se deve ao perfil de consumo da população atendida com a água armazenada no reservatório.

Este estudo de caso mostra claramente a influência de um reservatório que não tem nenhum dever com geração de energia.

A vazão de projeto para dimensionamento de equipamentos foi de 1.118,25 litros por segundo, com 95% de permanência, e equipamentos com eficiência de 80%. Os custos de implantação da usina hidrelétrica foram estimados US\$ 240 000. O tempo de vida foi estimado em 25 anos. A operação e manutenção, bem como custos de substituição, de uma instalação equipada com bombas como turbinas são aproximadamente iguais aos de uma planta tradicional.

A instalação de estruturas flutuantes altera a evaporação da água armazenada no reservatório. Avaliação de evaporação foi realizada pelos métodos tradicionais (Brutsaert, 2005), com a busca por dados de séries temporais obtidos por qualquer instrumento perto da região do reservatório. A Figura 4-6 mostra a série anual de evaporação obtida para este trabalho (ANA, 2014). No caso de módulos fotovoltaicos em 100% da área alagada, os valores da Figura 4-6, devem ser adicionados cumulativamente aos dados da Figura 4-5. Os resultados seriam muito semelhantes aos valores da Figura 4-5, com apenas cerca de 3% mais energia.

Simulações foram realizadas com o sistema da Figura 4-1, com os módulos fotovoltaicos montados em estruturas flutuantes instaladas sobre a superfície alagada do reservatório.

Um conjunto de 2.160 000 simulações foi realizado, com 300 valores para variáveis de otimização e 1.440 valores para variáveis de sensibilidade, repetidas cinco vezes. Aproximadamente 35% das simulações resultam em soluções viáveis

ou soluções inviáveis para questões técnicas; as outras soluções correspondem a combinações não viáveis das variáveis consideradas nas simulações.

As variáveis de otimização consideradas foram as seguintes: 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW e 240 kW para capacidade do arranjo fotovoltaico; 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW e 240 kW para capacidade do conversor e de 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW, 240 kW e 300 kW para a capacidade de venda da rede.

As entradas de sensibilidade foram as seguintes: 6 000 kWh por dia, 6 500 kWh por dia, 7 000 kWh por dia, 7 500 kWh por dia e 8 000 kWh por dia para carga CA; 0 kW, 30 kW, 60 kW ou 90 kW para capacidade de rede; 0,0%, 2,0%, 4,0%, 6,0%, 8,0% e 10,0% para a máxima escassez de capacidade anual.

As entradas de sensibilidade também incluíram US\$ 0,160 por kWh, US\$ 0,240 por kWh, US\$ 0,360 por kWh para os custos de energia comprada fora do pico, e US\$ 0,080 por kWh, US\$ 0,120 por kWh, US\$ 0,180 por kWh para o preço de venda de energia fora de pico, estes dois ligados; 0,85, 1,00, 1,15, 1,30 para multiplicador de custo de capital dos módulos fotovoltaicos, para multiplicador de custo de substituição dos módulos fotovoltaicos e multiplicador de custos de operação e manutenção, estes três ligados.

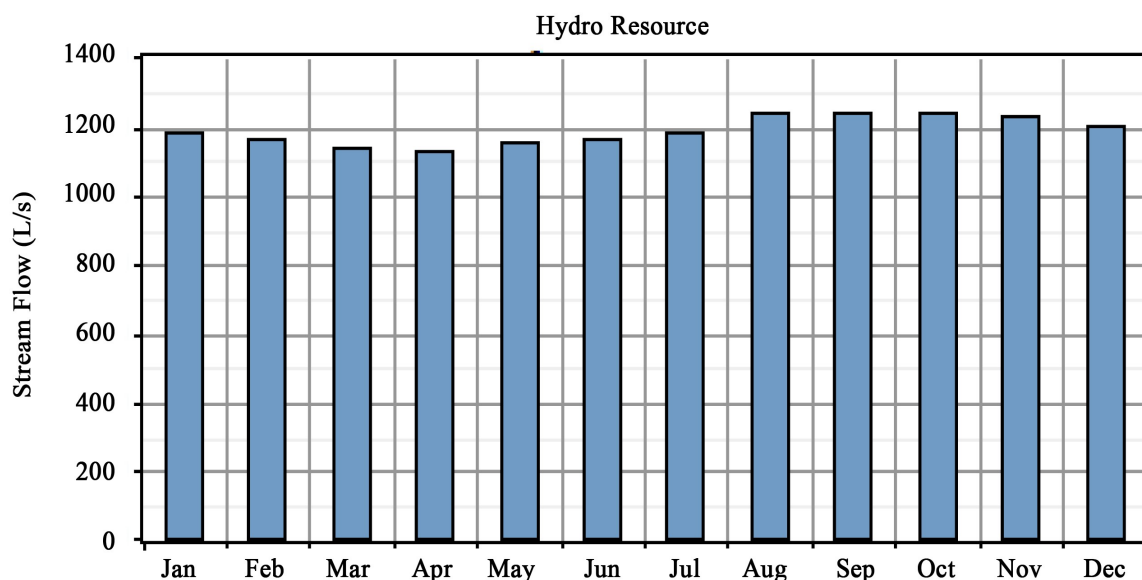


Figura 4-5. Valores mensais de fluxo para uma altura de 29,6 m equivalente à variação de altura (mostrada na Figura 4-6) para um fluxo de 1,25 m³/s. (fonte: autor)

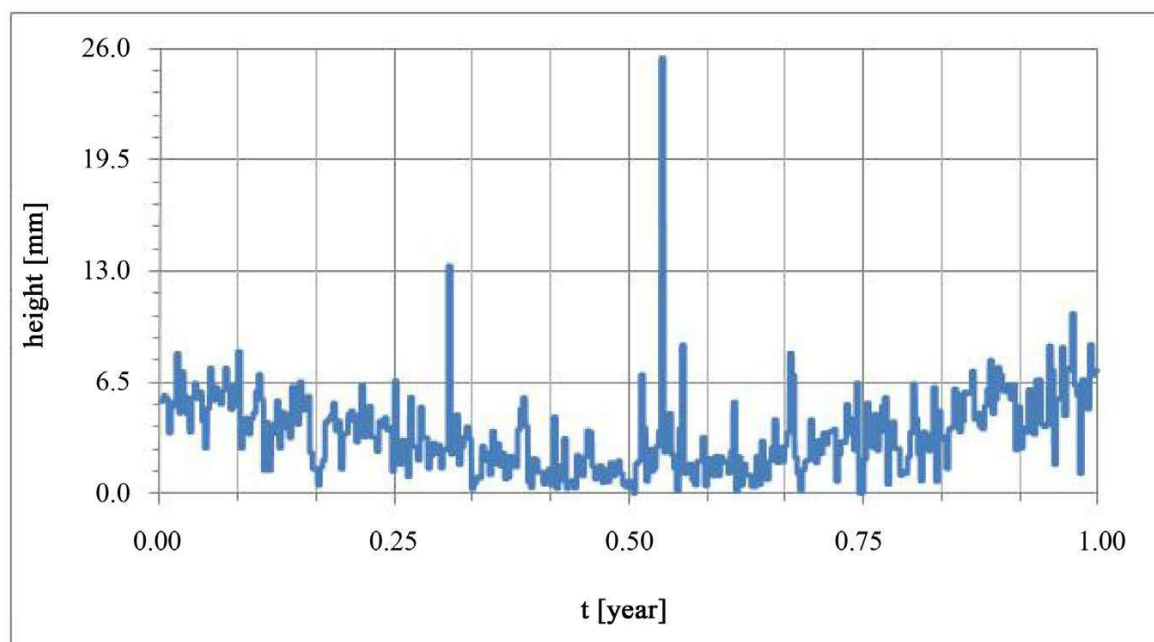


Figura 4-6. Valores diários de evaporação na barragem Val de Serra para 2008. (fonte: autor)

Todos esses cálculos foram repetidos para os valores de US\$ 2 000 por kW, US\$ 2 500 por kW, US\$ 3 000 por kW, US\$ 3 500 por kW e US\$ 4 000 por kW, como estimativa de custos dos módulos fotovoltaicos.

4.2 Sistema de Geração Híbrido – Hidrelétrico/Fotovoltaico/VRPs

As válvulas redutoras de pressão (VRPs), são dispositivos mecânicos que, com a passagem da água, reduzem a pressão através de uma perda de carga na rede por ela atendida. Quando não há consumo a válvula se fecha, fazendo com que a pressão excessiva não passe para a tubulação a jusante, mantendo-a dentro dos parâmetros estabelecidos pela ABNT (pressões entre 10 e 50 mca), mesmo quando ocorrem maiores variações na pressão que a alimenta ao longo do dia. Thorus (2020).

Genericamente, o princípio de funcionamento de uma VRP consiste em acionar o dispositivo de obturação sempre que a pressão a jusante for demasiado elevada, aumentando a perda de carga no sistema, reduzindo o valor da pressão à jusante até ao valor pretendido, se pelo contrário, a pressão a jusante descer abaixo de um

determinado valor, a válvula abre, diminui a perda de carga, aumentando a linha de energia e a pressão à jusante até o valor pretendido. (Covas e Ramos, 1998).

Também conhecidas como “válvulas de quebra-pressão” seu acionamento é hidráulicamente simples, sendo a diferença de pressão controlada pelo próprio fluxo do fluido através de suas câmaras internas interligadas. Com uma ótima relação custo/benefício, seu uso é bastante difundido, reduzindo automaticamente as pressões, absorvendo transientes hidráulicos, contribuindo para uma adequada vazão à parcela do sistema por ela atendida.

Comercialmente encontramos três tipos de VRPs, as válvulas de ação direta, reduzem a pressão da água antes de um determinado ponto do sistema, para um valor desejado após a instalação, independentemente da vazão, portanto, a pressão após a válvula será constante, conforme regulado. Válvula proporcional, seu mecanismo é automático e funciona de acordo com o princípio de Pascal, ela se mantém fechada quando não há consumo, permitindo que a pressão depois do ponto de instalação não fique maior que a permitida. O terceiro tipo são as válvulas pilotadas, estas são dispositivos que reduzem a pressão de entrada a uma pressão de saída constante, independentemente das variações normais de vazão e pressão do sistema. Quando não há consumo, a válvula se fecha. Thorus (2020).

Na cidade Santa Maria, um trabalho foi realizado no sentido de controlar as pressões para diminuir as perdas, intitulado: *Santa Maria/RS: Ações de redução e controle de pressões, trabalho desenvolvido pelo Engenheiro José Vilmar Viegas e pelo Técnico Ivo Bertoldo*, apresentado no 1º Seminário Nacional De Gestão e Controle De Perdas de Água, em Porto Alegre em julho de 2015.

Santa Maria, localizada na região central do Rio Grande do Sul abastece cerca de 260 mil habitantes através de um sistema de distribuição que conta com 867 km de redes, oito estações de bombeamento, quinze reservatórios, um poço profundo e uma estação de tratamento que disponibiliza anualmente cerca de 25 bilhões de litros de água. Abes-RS(2015).

Devido ao seu relevo ondulado, faz-se absolutamente necessário o empreendimento de ações técnicas para o controle de pressões. Pioneira na implantação de válvulas redutoras de pressão desde a década de 1990, Santa Maria verificou grande incremento de VRPs instaladas, conforme pode ser observado na Figura 4-7, a seguir.



Figura 4-7. VRPs instaladas em Santa Maria. (fonte: Abes-RS 2015)

Nos últimos anos, a oportunidade de combinar a redução de perdas de água com a geração de energia foi destacada, substituindo VRPs por turbinas ou bombas como turbinas (PAT) (*Pump as Turbine*). (Fontana, Giugni, & Portolano, 2012)

A gestão de pressão em sistemas de distribuição de água utilizando válvulas redutoras de pressão tem sido abordada por diversos pesquisadores. A obtenção das perdas de carga que minimizem as pressões nodais e, por conseguinte, a ocorrência de fugas no sistema, ou a maximização do aproveitamento de energia disponível no sistema que seria desperdiçada, constituem objetivos fundamentais aplicados aos sistemas de distribuição.

A instalação de turbinas em sistemas de distribuição ainda consiste num pedido incomum que requer uma análise preliminar para garantir a escolha de uma turbina ideal, sendo necessário efetuar uma caracterização do local bem como a contabilização dos consumos diários e avaliar os padrões sazonais, o que pode modificar drasticamente o funcionamento da turbina e esta, deve garantir pressão suficiente na rede para um serviço adequado. (Fontana, Giugni, & Portolano, 2012).

As turbinas de reação atingem melhores desempenhos, embora tenham um custo elevado de fabricação. As bombas centrífugas, ao operarem em sentido inverso, têm vantagens importantes sobre as turbinas convencionais na produção de energia hidroelétrica, ao passo que no caso das turbinas são projetadas para cada local. No entanto, a gama de vazão em que a PAT pode operar é muito menor do que a de uma turbina convencional e deve ser cuidadosamente selecionada para obter a melhor eficiência possível.

Por conseguinte, uma VRP deve ser instalada em série com uma PAT ou turbina, como se pode ver na Figura 4-8, onde na primeira ramificação ocorre a dissipação de energia hidráulica através da válvula onde posteriormente essa energia é recuperada transformando-a em energia elétrica com ajuda de uma PAT ou de uma turbina. A segunda ramificação consiste num *by-pass* onde a água atravessa a válvula e segue o seu curso normal onde a dissipação de energia hidráulica é menor comparando na primeira ramificação, logo a energia recuperada é de baixo valor.

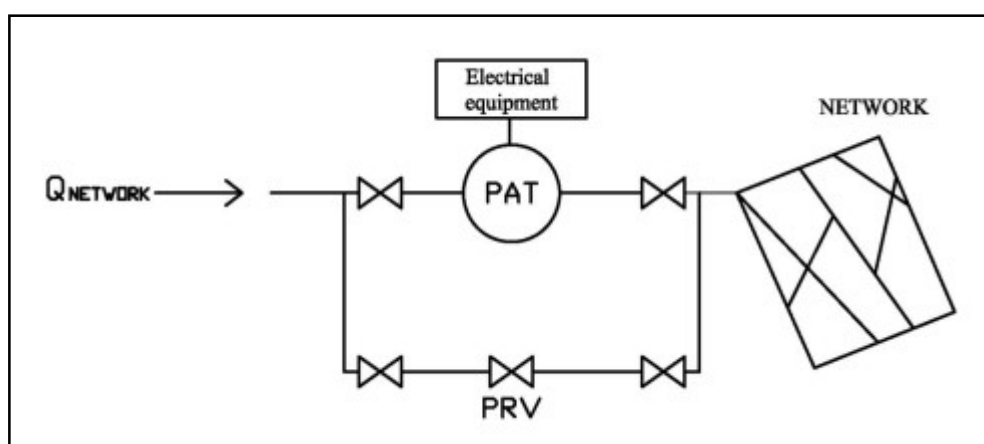


Figura 4-8. Representação esquemática da instalação de uma PAT num sistema de distribuição.
(fonte: Fontana, Giugni, & Portolano, 2012)

Em um estudo apresentado no 7º Congresso da Água, Ramos, Covas e Araújo (2004), salientam o interesse na adoção de soluções inovadoras, com vistas a um maior aproveitamento energético dos sistemas hidráulicos com excedente de energia, que seria desperdiçada através de válvulas redutoras de pressão (VRP). Verificando-se um comportamento muito semelhante entre VRP e bombas funcionando como turbinas (BFT) em condições de regime permanente, a utilização de BFTs pode ser considerada uma alternativa energética possível, limpa e de baixo custo no contexto das energias renováveis. A substituição de VRP por turbinas ou a instalação em série ou em paralelo, depende muito das condições pretendidas ao nível de regulação e controle do sistema, exigindo, desse modo mais investigação neste assunto. A análise em regime variável identificou diferenças no comportamento entre os dois tipos de equipamentos testados para determinadas condições de escoamento, como seria previsível, e que, em certos casos, pode até

ser mais aconselhável a solução do tipo obtida com a BFT e em outros a solução da VRP.

Comparação entre as perdas de carga provocadas por VRP e BFT, testadas em laboratório.

Tabela 4-1. Perdas de carga, provocadas X testadas em laboratório, para VRP e BFT.

Q (l/s)	ΔH – VRP curva do fabricante (m)	ΔH -VRP experimental (m)	ΔH -BT experimental (m)
2.64	22.60	22.75	23.50
1.89	12.00	12.10	12.50
1.50	9.00	10.08	10.60
0.50	7.00	7.51	não roda devido ao atrito

(fonte: Ramos, Covas e Araújo, 2004)

Da análise efetuada verifica-se que, para a VRP adotada no estudo, o comportamento é muito semelhante ao de uma turbina (ou de uma bomba a funcionando como turbina), conforme a Tabela 4-1.

A diferença poderá ser mais significativa quanto mais sofisticada for a VRP, no que diz respeito ao controle da pressão a jusante. Ramos, Covas e Araújo (2004)

Para a realização das simulações foi definido um arranjo do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, representado na Figura 4-9, a ser adotado em Val de Serra.

As variáveis de otimização consideradas foram as seguintes: 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW, 240 kW, 340 kW, 360 kW, 380 kW, 480 kW e 600 kW para a capacidade do gerador fotovoltaico; 0 kW, 280 kW, 320 kW e 360 kW para capacidade do conversor e 0 kW, 120 kW e 240 kW para capacidade da rede.

As entradas de sensibilidade foram as seguintes: 6 000 kWh por dia, 6 500 kWh por dia, 7 000 kWh por dia, 7 500 kWh por dia, 8 000 kWh por dia, 8 500 kWh por dia e 9 000 kWh por dia para carga no barramento de CA; 0 kW e 90 kW para capacidade da rede; 0,0%, 2,0%, 4,0%, 6,0%, 8,0% e 10,0% para a máxima escassez de capacidade anual.

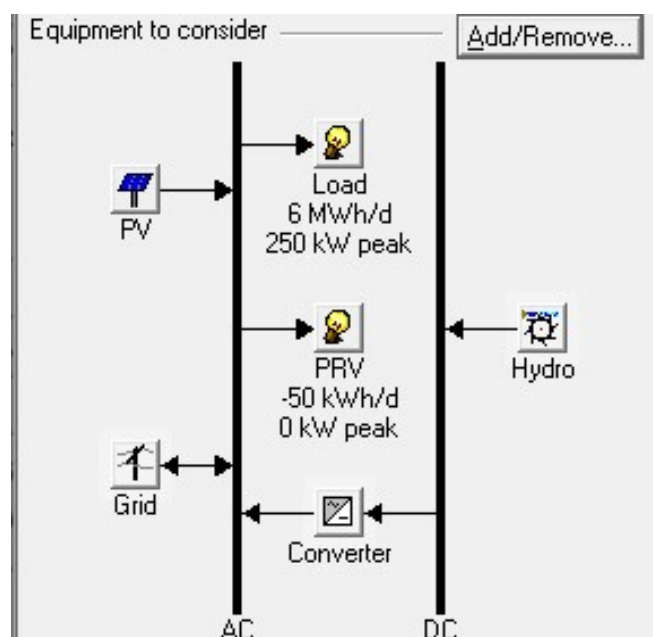


Figura 4-9. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição da geração das VRPs. (fonte: autor)

As entradas de sensibilidade também incluíram US\$ 0,160 por kWh, US\$ 0,240 por kWh, US\$ 0,320 por kWh para os custos de energia comprada fora do pico, e US\$ 0,080 por kWh, US\$ 0,120 por kWh, US\$ 0,160 por kWh para o preço de venda de energia fora de pico, estes dois ligados; US\$ 400 por ano, US\$ 1 000 por ano e US\$ 2 000 por ano para o custo de capital dos módulos fotovoltaicos, US\$ 40 por ano, US\$ 100 por ano e US\$ 200 por ano para custos de operação e manutenção, estes dois ligados.

Todos esses cálculos foram repetidos para os valores de US\$ 1 000 por kW, US\$ 1 500 por kW, US\$ 2 000 por kW e US\$ 2 500 por kW como custo para aquisição dos módulos fotovoltaicos.

5 SISTEMA HÍBRIDO DE ARMAZENAMENTO

A energia hidrelétrica com acúmulo de água é uma opção interessante a ser considerada em sistemas híbridos, pois o reservatório ajuda a minimizar as características de intermitência dos recursos renováveis. O software HOMER (versão Legacy) é amplamente utilizado em trabalhos de pesquisa relacionados a esses sistemas, mas não inclui uma opção específica para modelagem hidrelétrica com reservatório. Canales e Beluco (2014)

Para modelar uma usina hidrelétrica com reservatório no HOMER, buscamos uma correspondência direta entre uma bateria equivalente e o reservatório. O reabastecimento do reservatório, sua potência em função da vazão e da capacidade hidrelétrica instalada são efetivamente simulados, indicando ser esta uma representação adequada de uma usina hidrelétrica com reservatório.

Dentro deste contexto, o método para modelagem de uma usina hidrelétrica com reservatório é possível fazendo-se algumas modificações no procedimento apresentado no trabalho Canales e Beluco (2014), no qual criaram uma bateria equivalente para modelar uma hidrelétrica reversível.

A existência de um reservatório em uma instalação de usina hidrelétrica permite que a energia hidrelétrica seja adaptativa e flexível porque a geração de eletricidade pode ser programada e otimizada. (Yüksel 2010)

A operação a fio d'água pode ser usada para geração de carga de base, enquanto o reservatório armazena energia potencial para atender cargas mais altas ou de pico. Essa flexibilidade torna a hidrelétrica com reservatório uma alternativa interessante a ser considerada em sistemas híbridos de energia, especialmente devido a grande variabilidade sazonal e a intermitência diária na disponibilidade de outras energias renováveis, como a solar ou energia eólica.

5.1 Armazenamento Hídrico Reservatório Val de Serra

Esta seção descreve as considerações e o método adotado para modelar uma usina hidrelétrica com reservatório, fazendo algumas modificações no procedimento descrito em Canales e Beluco (2014).

No HOMER, o primeiro passo para criar o modelo de um sistema é selecionar o equipamento a se considerar no projeto. Os três componentes necessários para modelar uma hidrelétrica, usina com reservatório são: a instalação hidrelétrica, o conversor, e uma bateria criada especificamente para representar as principais características da usina hidrelétrica e de seu reservatório. O correspondente as considerações para cada um desses elementos são explicadas no restante desta seção. Canales e Beluco (2014)

Instalação hidráulica, a partir de uma turbina hidráulica é modelada no HOMER como um dispositivo que transforma a potência da queda de água em corrente alternada (AC) ou contínua (DC); com eficiência constante, sem capacidade de armazenar água ou modular sua saída de energia. Conforme explicado por Lambert, Gilman e Lilienthal (2006), a potência obtida da queda de água é proporcional ao produto do fluxo da corrente e a altura disponível, (distância vertical através da qual a água escoar). Informações relacionadas a vazão disponível para a turbina a cada hora vem dos dados de recursos hídricos, que podem ser gerados pelo HOMER a partir de médias mensais ou importando dados horários de um arquivo. Para a cada hora de simulação, o HOMER calcula a potência da turbina hidráulica através a expressão:

$$P_{hyd} = \eta_{hyd} \times H \times \rho_{H_2O} \times g \times \frac{Q}{1000 \frac{W}{kW}} \quad (25)$$

Na Equação (25), P_{hyd} é a potência da turbina hidrelétrica (kW), η_{hyd} a eficiência da turbina hidrelétrica (%), H a carga efetiva (m), ρ_{H_2O} a densidade da água (1000 kg/m³), g a aceleração da gravidade (9,81 m/s²) e Q é a vazão através da turbina (m³/s).

Para permitir a modelagem de uma usina hidrelétrica com reservatório no HOMER, o arranjo requer as seguintes condições para a turbina hidráulica:

(1) Além da bateria que representa o reservatório, a instalação hidrelétrica a fio d'água deve ser o único equipamento no barramento DC. Isso garantirá que as entradas e saídas da bateria representem na simulação as vazões de água que estão sendo armazenadas ou saindo do reservatório.

(2) Todas as perdas devem ser incluídas na eficiência com que o sistema hidrelétrico converte a energia em eletricidade. Portanto, a perda de carga da tubulação deve ser definida como zero. Isso é para garantir que cada metro cúbico de água, tanto nas turbinas quanto no reservatório, represente a mesma quantidade de energia em termos de quilowatts-hora (kWh).

(3) Para a entrada de recursos hídricos, a vazão residual, (quantidade de água que deve permanecer ininterrupta no curso de água por razões ecológicas), deve ser desconsiderada da vazão informada no HOMER.

(4) A vazão de projeto e suas taxas de vazão mínima e máxima correspondentes devem abranger todo fluxo disponível.

As baterias representando o reservatório são modeladas no HOMER como dispositivos capazes de armazenar uma quantidade específica de eletricidade DC, com uma eficiência particular de carga e descarga. O software considera que as propriedades da bateria permanecem as mesmas durante sua vida útil, sem sofrer os efeitos de qualquer fator externo, como temperatura. Conforme explicitado no artigo de Canales e Beluco (2014), o fato de o reservatório armazenar energia, e a fornecer sob demanda, justifica sua modelagem como bateria. Ao criar uma bateria, o usuário é capaz de definir uma alta capacidade junto com uma tensão específica, modelando o reservatório como uma enorme bateria.

Segundo os autores citados, para uma hidrelétrica com reservatório, a energia total armazenada ES (kWh), em função do volume do reservatório Vol (m^3), pode ser descrita pela equação:

$$ES = 9.81 \times \eta \times H \times \frac{Vol}{3600} \quad (26)$$

Para uma bateria com tensão fixa V , e capacidade CB (Ah), independente de sua corrente de descarga, sua energia armazenada (kWh) pode ser encontrada pela equação:

$$ES = V \times \frac{CB}{1000} \quad (27)$$

Quando a tensão V é considerada fixa, a potência fornecida pela bateria (kW) é proporcional à corrente I (A), e é calculada pela expressão:

$$P_{bat} = V \times \frac{I}{1000} \quad (28)$$

Com base nessas equações, o método requer as seguintes condições e considerações para a bateria que representa o reservatório, permitindo desta forma a modelagem da usina hidrelétrica com reservatório:

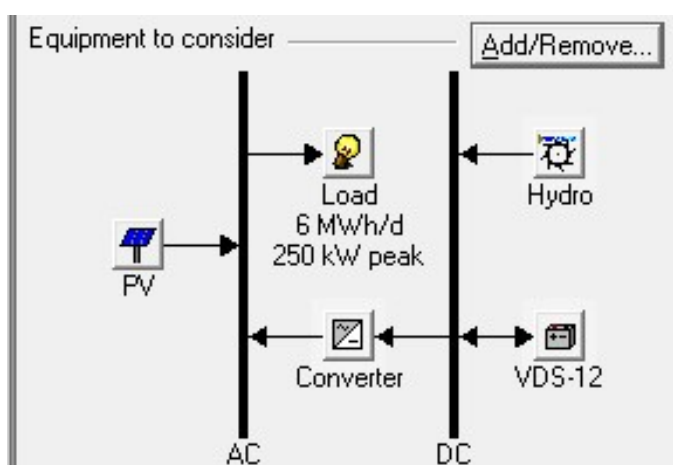


Figura 5-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição do reservatório. (fonte: autor)

(1) Além da instalação hidrelétrica a fio d'água, a bateria que representa o reservatório deve ser o único equipamento no barramento DC. Isso garantirá que as entradas e saídas da bateria simulem as vazões de água que estão sendo armazenadas ou saindo do reservatório.

(2) Uma tensão de referência para a bateria equivalente deve ser selecionada. Isso permitirá combinar as Equações (27) e (28), para encontrar o valor da capacidade equivalente da bateria CB (Ah), proporcional ao volume de armazenamento ativo do reservatório.

(3) Crie uma bateria equivalente no HOMER com as seguintes características:

- (a) Capacidade constante CB para qualquer corrente de descarga;
- (b) A tensão de referência;
- (c) Eficiência de ida e volta 100% e estado mínimo de carga (SOC) 0%;

- (d) Uma corrente de carga máxima pelo menos proporcional ao fluxo de corrente máximo esperada;
 - (e) Uma taxa de carga máxima alta (muitas vezes o valor calculado);
 - (f) Vida útil e ciclos de flutuação até a falha da bateria equivalente relacionada ao horizonte de planejamento e regime de operação, ou usar outras considerações;
- (4) São desconsideradas as perdas por evaporação, retirada ou infiltração.

O Conversor, no HOMER, é um dispositivo que transforma eletricidade DC para AC (inversão), ou de AC para DC (retificação). Conforme descrito por Lambert, Gilman e Lilienthal (2006), o tamanho do conversor refere-se à sua capacidade, ou seja, a quantidade máxima de energia AC que o equipamento pode entregar invertendo a energia DC. A capacidade do retificador, que é a quantidade máxima de energia DC que o equipamento pode fornecer retificando a energia AC, é expressa no HOMER, como uma porcentagem da capacidade do inversor. O HOMER considera constante a eficiência do dispositivo conversor, e sua capacidade como inversor ou retificador pelo tempo de projeto do aproveitamento.

Com base nos procedimentos descritos por Canales e Beluco (2014), as condições e considerações necessárias para modelar o conversor, em uma usina hidrelétrica com reservatório no HOMER, são:

- (1) A eficiência do inversor deve ser de 100%. Todas as perdas já devem ter sido incluídas nas entradas hídricas.
- (2) A capacidade do retificador em relação ao inversor deve ser zero. Ao fazer isso, o excesso de eletricidade da hidrelétrica seria a única fonte para reabastecimento do reservatório, considerando, como mencionado antes, cada metro cúbico de água, tanto nas turbinas quanto no reservatório, representa a mesma quantidade de energia em termos de quilowatts-hora (kWh).
- (3) O inversor deve poder operar em paralelo com outra fonte de alimentação AC.
- (4) O tamanho máximo do conversor a ser considerado deve corresponder à potência máxima que pode ser fornecidos pela usina hidrelétrica.

Para a realização das simulações foi definido um arranjo do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, acumulação em reservatório apresentado na Figura 5-1, as variáveis de otimização consideradas foram as seguintes: 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180

kW, 240 kW, 340 kW, 360 kW, 380 kW, 480 kW e 600 kW para a capacidade de geração fotovoltaica; 0 kW, 280 kW, 320 kW e 360 kW para capacidade do conversor e 0, 1/12 avos, 2/12 avos ou 3/12 avos da capacidade do acumulador (reservatório).

As entradas de sensibilidade foram as seguintes: 6 000 kWh por dia, 6 500 kWh por dia, 7 000 kWh por dia, 7 500 kWh por dia, 8 000 kWh por dia, 8 500 kWh por dia e 9 000 kWh por dia para carga no barramento de CA, e 0,0%, 2,0%, 4,0%, 6,0%, 8,0% e 10,0% para a máxima escassez de capacidade anual (falha).

As entradas de sensibilidade também incluíram US\$ 200 por ano, US\$ 500 por ano e US\$ 1 000 por ano para o custo de capital dos módulos fotovoltaicos e US\$ 20 por ano, US\$ 50 por ano e US\$ 100 por ano para custos de operação e manutenção, estes dois ligados.

Todos esses cálculos foram repetidos para os valores de US\$ 1 000 por kW, US\$ 1 500 por kW, US\$ 2 000 por kW e US\$ 2 500 por kW como custo para aquisição dos módulos fotovoltaicos.

5.2 Armazenamento Hidrogênio

Segundo o CGEE (2010), a utilização do hidrogênio como um vetor energético produzido a partir de biomassas e biocombustíveis (como o etanol) ou utilizando a energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis (hidráulica, eólica e solar fotovoltaica), transformando eletricidade em energia transportável e armazenável, vem sendo avaliada como uma das formas mais eficientes e ambientalmente interessantes, principalmente quando associada à utilização de células a combustível, para conversão do hidrogênio em energia elétrica.

Os sistemas de armazenamento de energia são indispensáveis para redes de energia elétrica que possuem em sua composição fontes de energia alternativas, pois muitas delas têm característica de geração inconstante e até intermitentes, assim podem não coincidir no tempo a sua produção de energia necessária para abastecer a carga, ou ainda se adicionar em momentos em que a demanda é baixa ocasionando desperdício de energia útil (HUGGINS, 2016).

O Roteiro para Estruturação da Economia do Hidrogênio no Brasil destaca que a eletrólise da água, a reforma de etanol e os processos a partir da biomassa são as

formas prioritárias para produção de hidrogênio. A produção de hidrogênio, através da eletrólise da água, terá um papel muito importante em países que possuem grande potencial renovável para produção de energia elétrica, como é o caso do Brasil. CGEE (2010).

De forma simplificada o sistema energético a hidrogênio é composto pelos seguintes processos, geração do combustível, estoque e armazenamento e a transformação do combustível em energia.

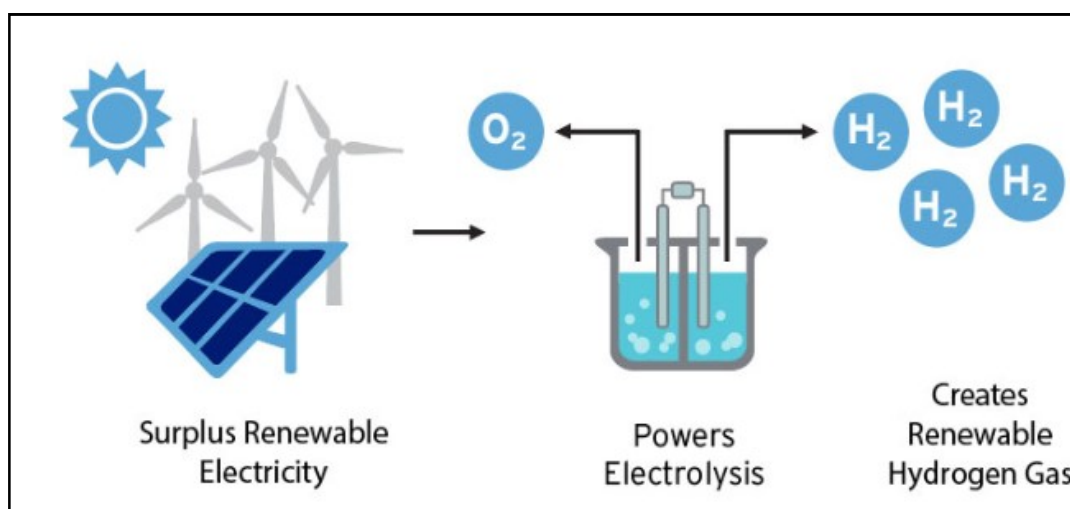


Figura 5-2. Suprimento renovável de Hidrogênio. (fonte: Fuel Cell & Hydrogen Energy Assoc.)

Atualmente, o hidrogênio verde (gerado a partir de recursos renováveis) é de duas a três vezes mais caro do que o hidrogênio azul. Estima-se que os custos de produção do hidrogênio verde podem cair 62% até 2030, para algo próximo de um patamar entre US\$ 1,4 e US\$ 2,3 por quilo. Se isso ocorrer, a paridade entre o custo do hidrogênio verde e do hidrogênio cinza pode ocorrer entre 2028 e 2034 – com projeções abaixo de US\$ 1 por quilo em 2040. (H₂verdebrasil, 2021).

A indústria de geração de hidrogênio tem como classificação de origem a definição de cores para cada tipo de gás gerado a partir dos distintos elementos originais, a mais encontrada está caracterizada na figura a seguir.

No processo de geração do hidrogênio verde, a partir de componentes e energia renováveis, temos o eletrolisador um dispositivo do sistema onde ocorre a eletrólise da água, que é uma reação eletroquímica que dissocia a molécula de água e posteriormente forma hidrogênio e oxigênio como produtos. (CARMO et al, 2013).

As três maneiras mais usualmente encontradas de se armazenar o gás hidrogênio são: como gás comprimido, líquido e em associação à hidretos metálicos. No primeiro modo o gás hidrogênio é comprimido em cilindros projetados especificamente para suportar as altas pressões. O armazenamento líquido a baixa pressão requer que o hidrogênio seja resfriado a 22 K, para ser condensado. No método pela formação de hidretos metálicos, os metais são colocados nos recipientes de armazenamento em finíssimos pós, que agem como esponjas absorvendo gás hidrogênio. (O'HAYRE et al, 2016).

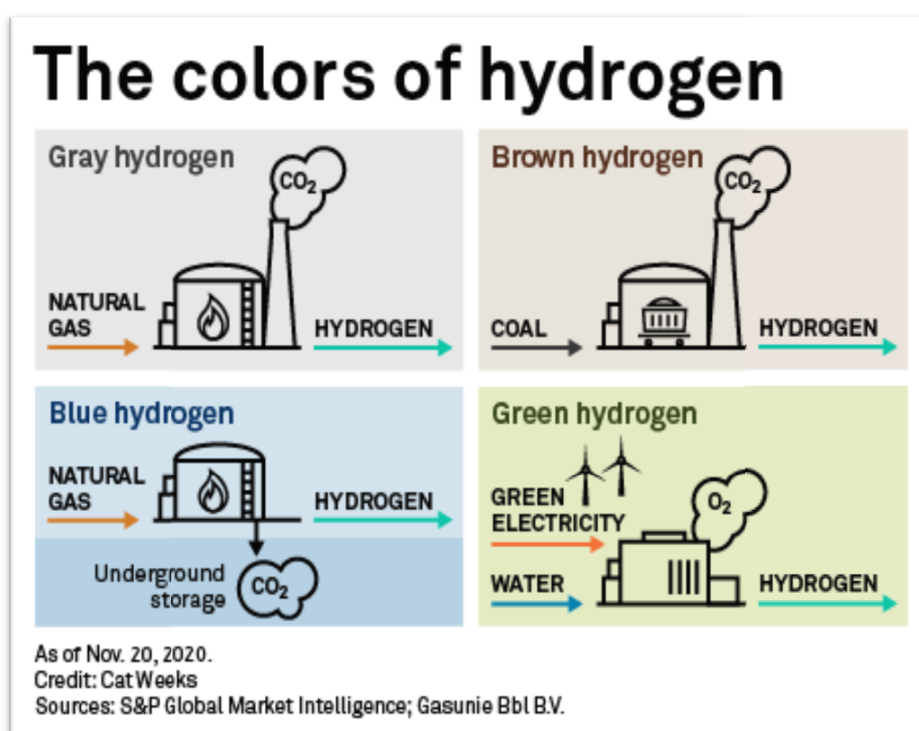


Figura 5-3. As cores do Hidrogenio. (fonte:snl.com)

Há desafios em relação ao armazenamento do hidrogênio em tanques devido à sua alta volatilidade e inflamabilidade, mas há também opções mais seguras para mantê-lo guardado, como liquefazê-lo, diluí-lo em gás natural ou até agregá-lo à amônia – nesse caso, ele pode ser extraído da amônia no destino final.

Tubulações de gás natural já instaladas podem transmitir o hidrogênio diluído (20% de H_2 e o restante de gás natural) por distâncias que podem superar 5.000 km. O potencial de transmissão energética nessas tubulações é dez vezes maior do que o de uma linha elétrica e a um oitavo do custo.

Célula a Combustível de Hidrogênio, uma célula combustível é uma célula eletroquímica, basicamente uma bateria em que é consumido um combustível e é liberada energia. É considerada uma bateria em que os reagentes são alimentados continuamente. Os reagentes típicos são o hidrogênio e o oxigênio. O hidrogênio é fornecido do lado do anodo e o oxigênio do lado do catodo. CGEE (2010).

Tabela 5-1. Principais Características das Células de Combustível a Hidrogênio

Características	Tipos de Célula a combustível a Hidrogênio		
	Membrana polimérica	Ácido Fosfórico	Alcalina
Combustível	Hidrogênio	Hidrogênio	Hidrogênio
Catalisador	Platina	Platina	Platina/Níquel/Prata
Eletrólito	Nafion	Ácido Fosfórico	Hidróxido de potássio
Eficiência elétrica	40-60%	35-45%	60-70%
Temp.operação	60-90 °C	180-200 °C	60-250 °C
Carregador de carga	Íon hidrogênio	Íon hidrogênio	Íon hidroxila
Reação no global	$H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \rightarrow H_2O(l)$	$H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \rightarrow H_2O(l)$	$2H_2(g) + O_2(g) \rightarrow 2H_2O(l)$

(fonte: Alaswad et al (2016), O'hayre et al (2016) e Bagotsky (2012)).

Para a realização das simulações foi definido um arranjo do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico, com armazenamento hídrico e armazenamento de Hidrogênio, representado na Figura 5-4.

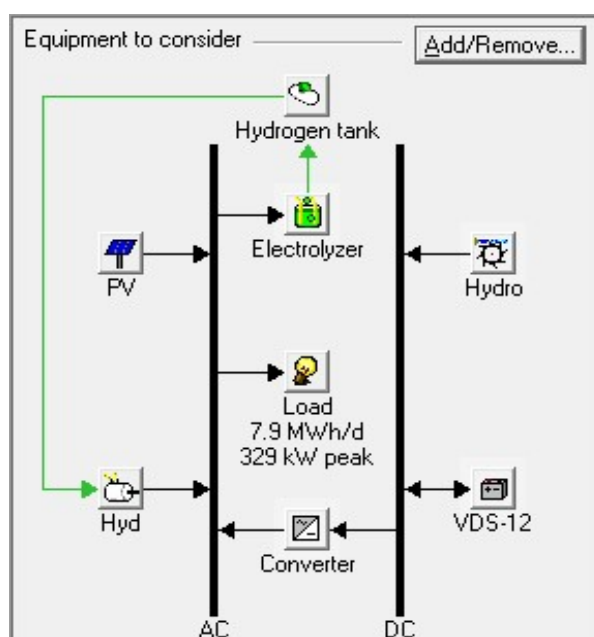


Figura 5-4. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento hídrico e armazenamento de Hidrogênio. (fonte: autor)

.As variáveis de otimização consideradas foram as seguintes: 740 kW, 741 kW, 742 kW, 743 kW, 744 kW, 745 kW, 746 kW, 747 kW, 748 kW, 749 kW e 750 kW para a capacidade de geração fotovoltaica; 0 kW e 360 kW para capacidade do conversor e 0, 1/12 avos, 2/12 avos ou 3/12 avos da capacidade do acumulador (reservatório), 90 kW para capacidade do eletrizador; 180 kg para a capacidade do tanque de acúmulo de hidrogênio; 30 kW, 60 kW, 90 kW e 120 kW para a capacidade do gerador a hidrogênio.

As entradas de sensibilidade foram 0,0%, 10,0%, 20,0% e 25,0% para a máxima escassez de capacidade anual (falha).

6 RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO

A seguir serão apresentados os resultados obtidos a partir das diversas simulações realizadas no software HOMER, para as configurações consideradas, a seção 6.1 refere-se ao sistema de geração híbrido hidrelétrico fotovoltaico com o custo dos painéis fotovoltaicos entre US\$ 2 000 por kW e US\$ 2 500 por kW. No item 6.2 os resultados obtidos para este sistema com o custo dos painéis fotovoltaicos entre US\$ 1 000 por kW e US\$ 2 500 por kW. No item 6.3 são apresentados os resultados da seção anterior acrescidos da contribuição referente ao potencial estimado para as VRPs. Em 6.4 são apresentadas as contribuições referentes à parcela de armazenamento em reservatório. Nas seções, 6.5 é apresentado o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição do potencial das VRPs e armazenamento de energia no reservatório e finalizando na seção 6.6, o sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento hídrico e armazenamento de hidrogênio.

6.1 Resultado Geração Híbrido – Hidrelétrico/Fotovoltaico

Os resultados de otimização fornecidos por Homer devem ser analisados. As simulações para menores custos de energia, obtidos a partir da rede e custos de aquisição de módulos fotovoltaicos superiores, resultam apenas em soluções com usina hidrelétrica e conexão à rede.

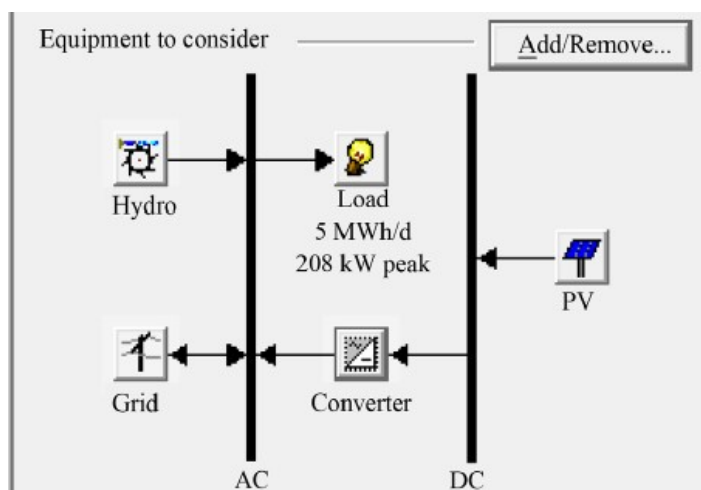


Figura 6-1. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico (fonte: autor)

Os resultados, incluindo módulos fotovoltaicos, aparecem apenas para custo de aquisição entre US\$ 2 000 por kW e US\$ 2 500 por kW e a US\$ 0,24 por kWh e US\$ 0,32 por kWh. Em um ponto de vista estrito, as soluções ótimas fornecidas pela Homer não incluem módulos fotovoltaicos.

A Figura 6-2 mostra o espaço de otimização para o multiplicador do custo de capital dos módulos fotovoltaicos como uma função da carga, para o sistema proposto na Figura 6-1, sem vender energia excedente para a rede, com despacho de energia para que não haja falhas no fornecimento de energia aos consumidores, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US\$ 2 500 por kW.

Os resultados indicam duas combinações de componentes: conexão à rede e usina hidrelétrica com ou sem módulos fotovoltaicos. A menor demanda e o maior multiplicador de custo de módulos fotovoltaicos são atendidos com a energia hídrica e a rede, enquanto maiores demandas são atendidas com o sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico, também conectado à rede.

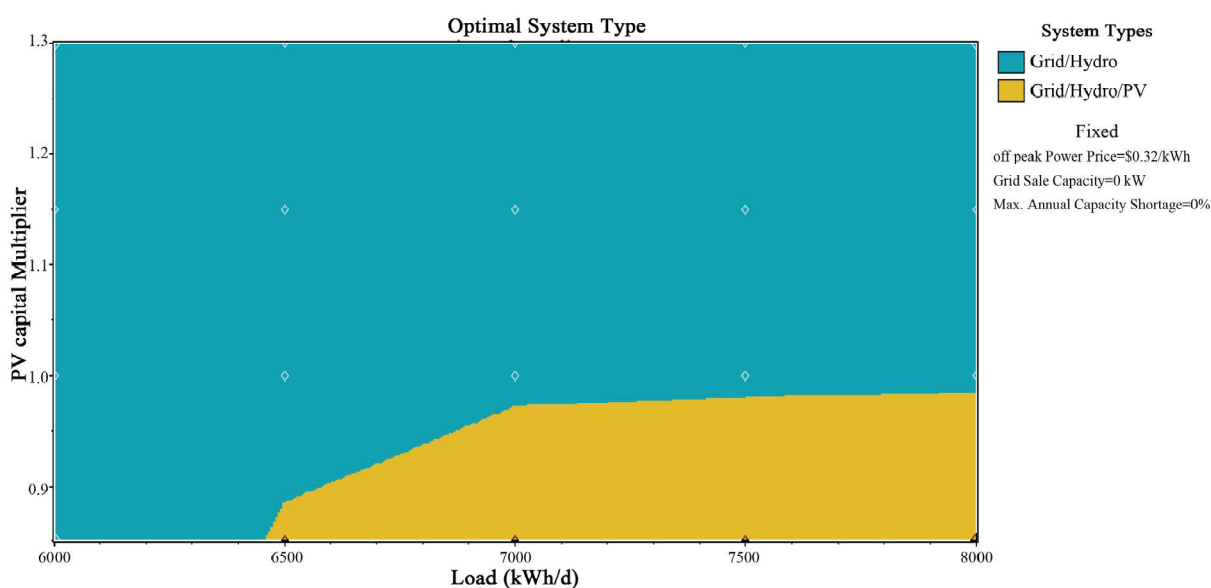


Figura 6-2. Espaço de otimização para o sistema da Figura 4-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 500 por kW. (fonte: autor)

A Figura 6-3 e a Figura 6-4 mostram o espaço de otimização para o multiplicador do custo dos módulos em função do carregamento para o mesmo sistema sem vender a energia excedente para a rede, com despacho de energia para que não haja falhas no fornecimento de energia aos consumidores, com módulos adquiridos por US\$ 2 000 por kW.

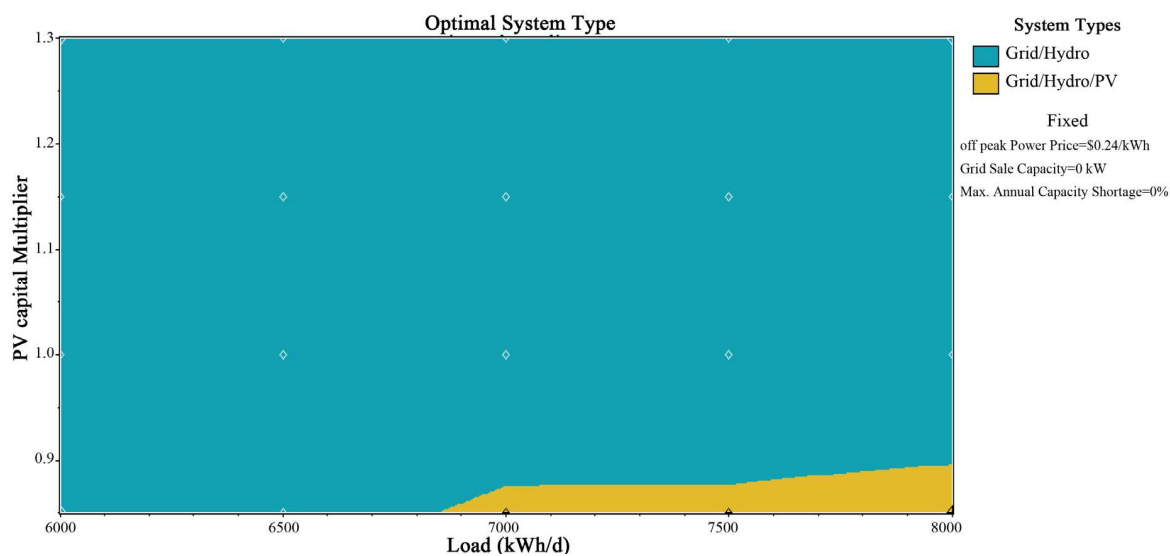


Figura 6-3. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW. (fonte: autor)

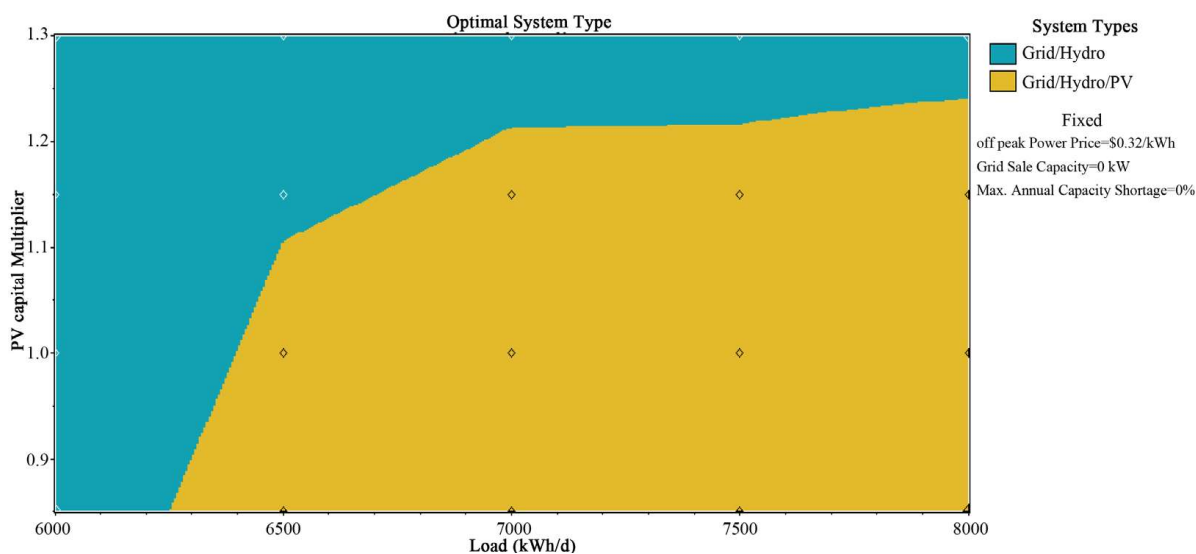


Figura 6-4. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW. (fonte: autor)

Figura 6-5, mostra o espaço de otimização para o multiplicador de custo de capital dos módulos fotovoltaicos como uma função da carga para esse mesmo sistema com excesso de energia vendida para a rede. Ao longo destes números, as mesmas combinações de componentes aparecem com um claro aumento no número de soluções, incluindo módulos fotovoltaicos.

A faixa dos valores do multiplicador de custo de capital fotovoltaico foi escolhida porque a instalação de estruturas representa um aumento de 30% nos custos (como sugerido Gisbert et al. (2013) and Santafé et al. (2014)).

Os resultados indicam uma mudança na inclinação da linha de separação entre as duas soluções diferentes no espaço de otimização.

Obviamente, é mais fácil reduzir os custos das estruturas flutuantes do que os custos dos módulos fotovoltaicos. Esta mudança na inclinação ocorre próximo ao valor de 30% correspondente ao aumento de custos devido a estruturas flutuantes, sugerindo uma redução. Nestas estruturas, os custos podem ser decisivos para incluir módulos fotovoltaicos entre as soluções viáveis.

Essa mudança na inclinação é definida pela relação entre custos de capital e custos de operação e manutenção. Essa mudança claramente pressiona o custo dos módulos fotovoltaicos para baixo, de modo que o sistema possa ser viável. Quanto menor o número de módulos fotovoltaicos, maior será a necessidade de comprar energia da rede.

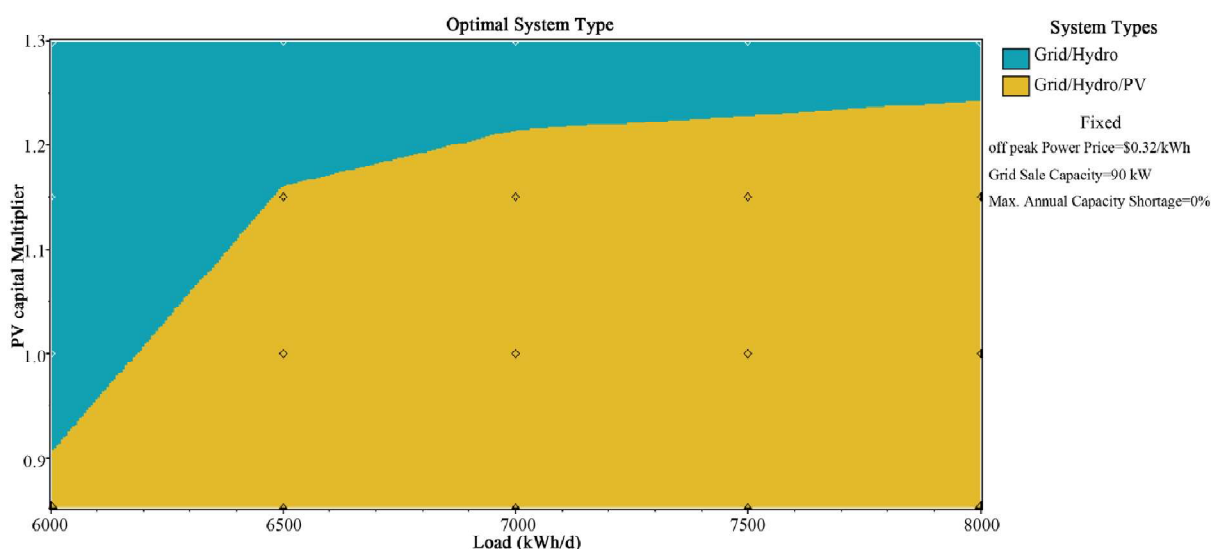


Figura 6-5. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW, com excesso de energia vendida para a rede. (fonte: autor)

A Figura 6-6 mostra o sistema da Figura 6-5 simulado com 8% de falha na fonte de alimentação. Neste caso, a otimização finalmente apresenta soluções que incluem módulos fotovoltaicos para o multiplicador de custo de capital igual a 1,3. As soluções, incluindo os módulos fotovoltaicos, aparecem mais próximas da carga de

7 000 kWh por dia, mas as soluções ideais topo do gráfico, mostra custos muito próximos dos custos das soluções “não ideais”, sugerindo sua viabilidade.

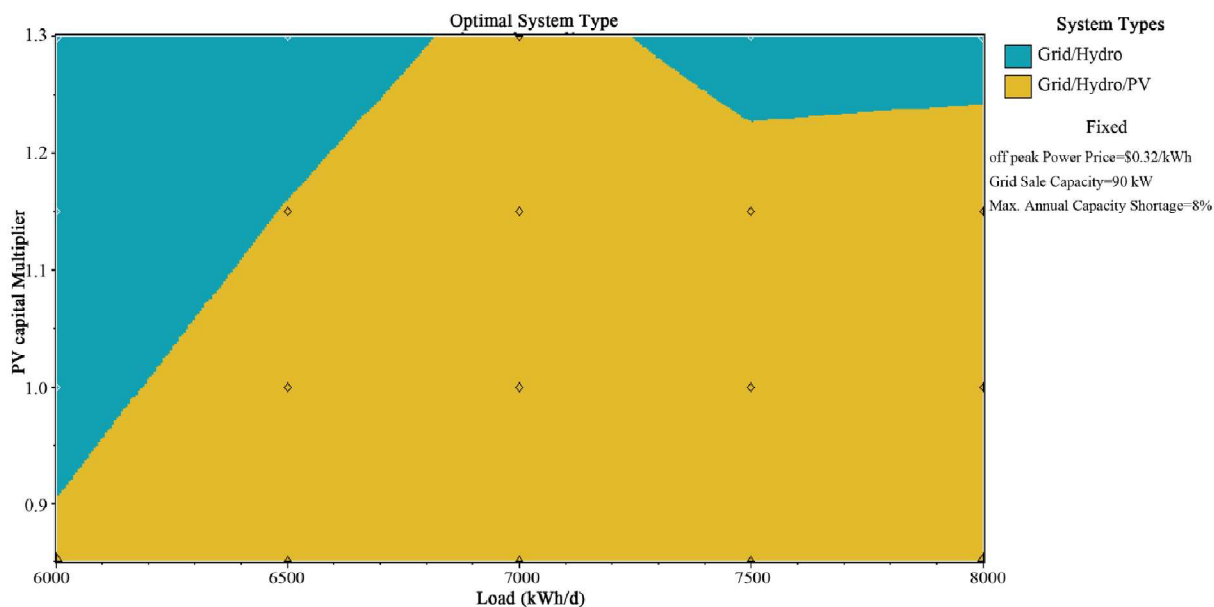


Figura 6-6. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-1, com módulos fotovoltaicos adquiridos por US \$ 2 000 por kW, com excesso de energia vendida para a rede, com 8% de falha na fonte de alimentação. (fonte: autor)

Em um segundo estágio de análise, soluções “não tão ótimas”, mas ainda possivelmente apropriadas, podem ser encontradas em outros resultados fornecidos pelo Homer. A Figura 6-7 mostra os resultados fornecidos pelo aplicativo para 7 000 kWh por dia, multiplicador de custo de capital igual a 1,3, US\$ 0,32 por kWh da rede e uma capacidade de venda de rede de 90 kW, correspondente para os custos dos módulos iguais a, de cima para baixo, US\$ 2 000 por kW, US\$ 2 500 por kW, US\$ 3 000 por kW, US\$ 3 500 por kW e US\$ 4 000 por kW.

Soluções nas segundas linhas em todos os cinco trechos da tela de resultados de Homer, mostradas na Figura 6-7, indicam combinação de usina hidrelétrica de 227 kW e um gerador fotovoltaico de 60 kW. Estas soluções mostrou custo de energia com valores variando entre US\$ 0,080 por kWh e US\$ 0,090 por kWh com um componente de energia renovável igual a 0,84.

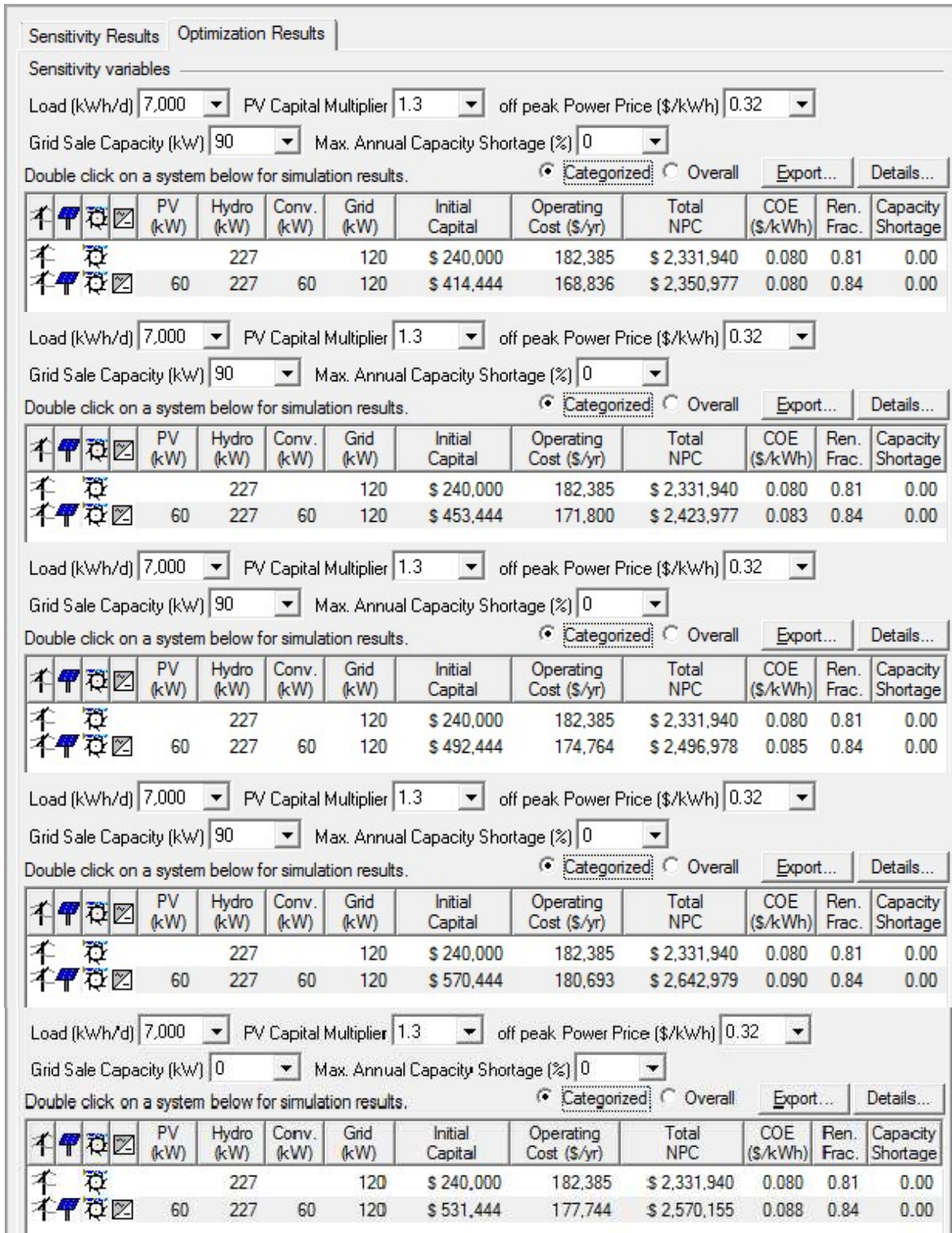


Figura 6-7. Resultados fornecidos por Homer correspondentes aos custos de capital de PV iguais a, de cima para baixo, US \$ 2 000 por kW, US\$ 2 500 por kW, US\$ 3 000 por kW, US\$ 3 500 por kW e US\$ 4 000 por kW. (fonte: autor)

A Figura 6-8, mostra acima, os custos iniciais e abaixo, o custo de energia, como uma função do custo de capital para este sistema com energia hidrelétrica de 227 kW e fotovoltaica de 60 kW. Abaixo, há curvas para a energia adquirida da rede US\$ 0,32 por kWh e US\$ 0,16 por kWh.

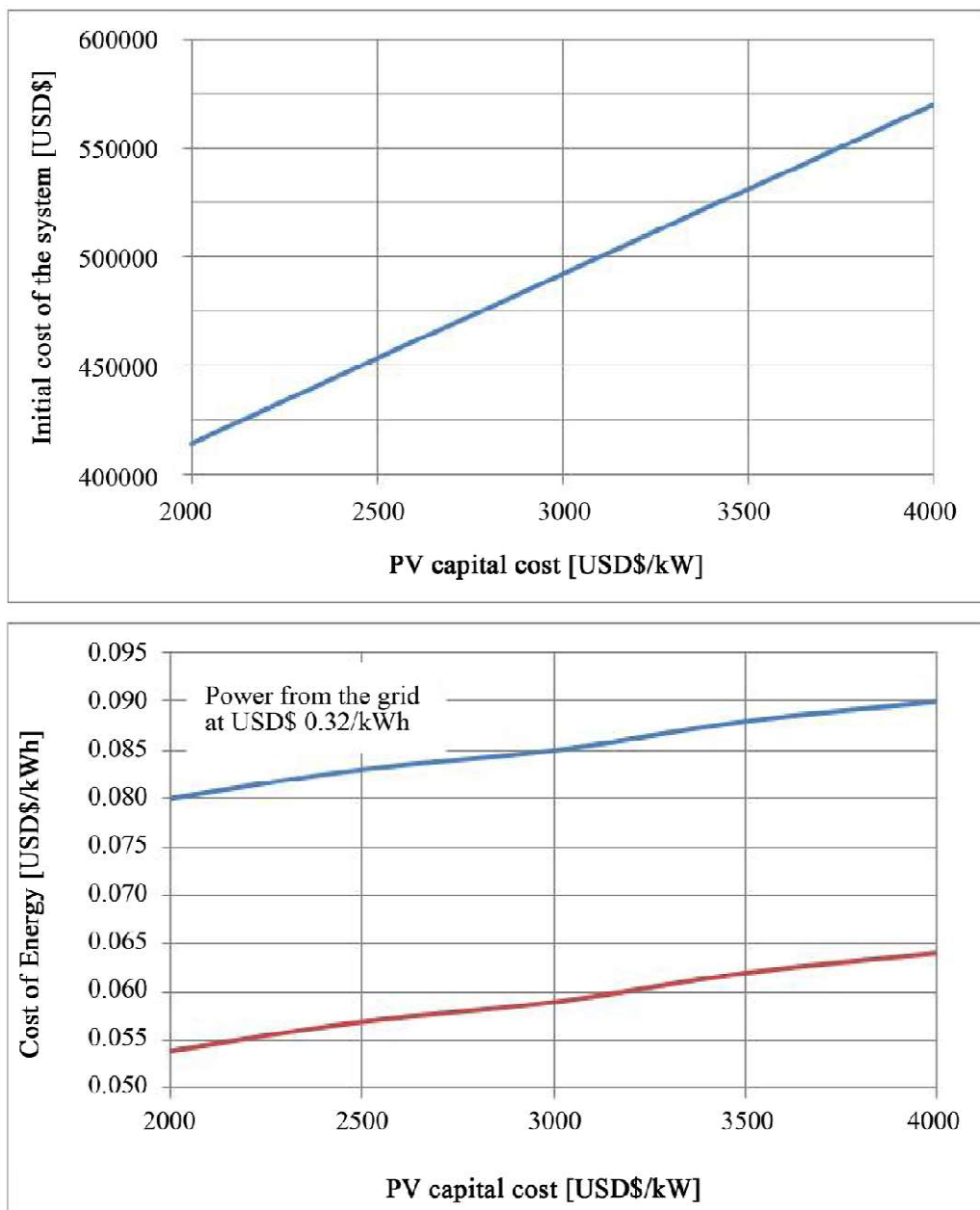


Figura 6-8. Custos iniciais do sistema, acima, e custo de energia, abaixo, curvas para aquisição de energia da rede a US\$ 0,32 por kWh e US\$ 0,16 por kWh. (fonte: autor)

Para energia comprada da rede a US\$ 0,16 por kWh e módulos fotovoltaicos a US\$ 3 000 por kW, mais próximo dos valores reais, o custo inicial será de US\$

492,444 (ou US \$ 1.715,83 por kW) e o custo da energia será de US\$ 0,059 por kWh.

Este trabalho apresentou um estudo pré-viabilidade de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico a ser instalado na represa de Val de Serra, uma barragem de abastecimento de água no sul do Brasil, com o objetivo de identificar as condições relacionadas aos componentes dos módulos fotovoltaicos para o qual o sistema híbrido se torna viável. Este trabalho considerou a instalação de módulos fotovoltaicos em estruturas flutuantes, sem influência sobre a evaporação da água do reservatório ou a quantidade de energia disponível.

O estudo foi realizado com o software Homer e o resultado, sob um ponto de vista mais conservador, indica que não é viável instalar os módulos fotovoltaicos. No entanto, uma análise das soluções “não ideais” fornecidas por Homer pode-se identificar uma configuração que apresentaria para o arranjo híbrido um custo ligeiramente superior ao de um aproveitamento hidrelétrico convencional.

Para esta solução “não ideal”, para energia comprada da rede a US\$ 0,16 por kWh e módulos fotovoltaicos em US\$ 3 000 por kW, mais próximo dos valores reais, o custo inicial será de US\$ 492,444 (ou US\$ 1715,83 por kW) e o custo da energia será de US\$ 0,059 por kWh, sendo esta solução considerada aceitável para este estudo.

As variáveis de otimização considerada foram as seguintes: 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW e 240 kW para a capacidade do gerador fotovoltaico; 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW e 240 kW para capacidade do conversor e 0 kW, 60 kW, 120 kW, 180 kW, 240 kW e 300 kW para capacidade de vendas da rede.

As entradas de sensibilidade foram as seguintes: 6 000 kWh por dia, 6 500 kWh por dia, 7 000 kWh por dia, 7 500 kWh por dia e 8 000 kWh por dia para carga CA; 0 kW, 30 kW, 60 kW ou 90 kW para capacidade da rede; 0,0%, 2,0%, 4,0%, 6,0%, 8,0% e 10,0% para falta de capacidade máxima anual. As entradas de sensibilidade também incluíram US\$ 0,160 por kWh, US\$ 0,240 por kWh, US\$ 0,360 por kWh para preço de energia fora de pico e US\$ 0,080 por kWh, US\$ 0,120 por kWh, US\$ 0,180 por kWh para revenda de energia fora de pico preço, estes dois ligados; 0,85, 1,00, 1,15, 1,30 para multiplicador de custo de capital fotovoltaico, para multiplicador de custo de substituição fotovoltaica e multiplicador de custo de operação e manutenção, estes três vinculados.

Todos esses cálculos foram repetidos para os valores de US\$ 2 000 por kW, US\$ 2 500 por kW, US\$ 3 000 por kW, US\$ 3 500 por kW e US\$ 4 000 por kW de módulos fotovoltaicos.

6.2 Resultado Geração Híbrido – Hidrelétrico/Fotovoltaico - Atualizado

A Figura 6-10, Figura 6-11, Figura 6-12 e Figura 6-13 apresentam o espaço de otimização, com índice de falhas anual (em porcentagem), em função da carga diária (em kWh por dia), para o sistema da Figura 6-1, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. A Figura 6-10, mostra o sistema com painéis fotovoltaicos a US\$ 1 000 por kW instalado, a Figura 6-11, com painéis a US\$ 1 500 por kW, a Figura 6-12 a US\$ 2 000 por kW e a Figura 6-13 a US\$ 2 500 por kW.

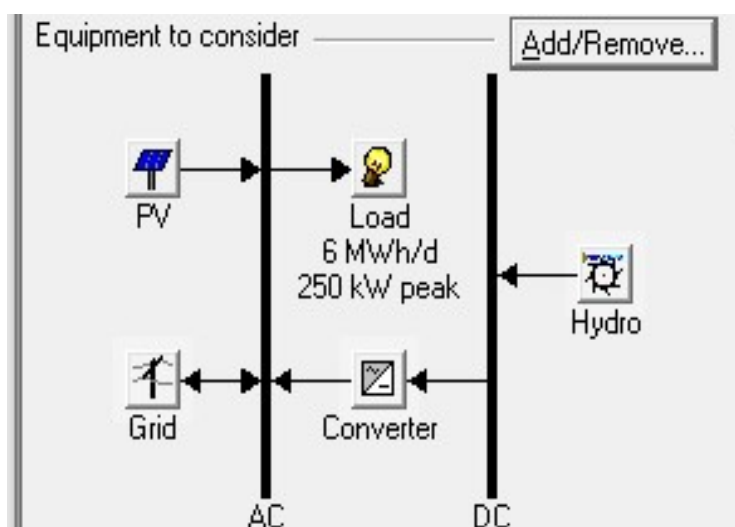


Figura 6-9. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico atualizado.

(fonte: autor)

É possível observar, na sequência da Figura 6-10 para a Figura 6-13, que a área em amarelo sofre redução e a área em azul aumenta. Em azul, aparecem soluções sem painéis fotovoltaicos, enquanto em amarelo aparecem soluções ótimas incluindo painéis fotovoltaicos. Um comportamento esperado, já que da Figura 6-10 para a Figura 6-13, ocorre crescimento do valor de aquisição dos painéis fotovoltaicos.

O sistema da Figura 6-12, com painéis adquiridos a US\$ 2 000 por kW instalado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, é o sistema que será utilizado como referência nas discussões sobre os resultados.

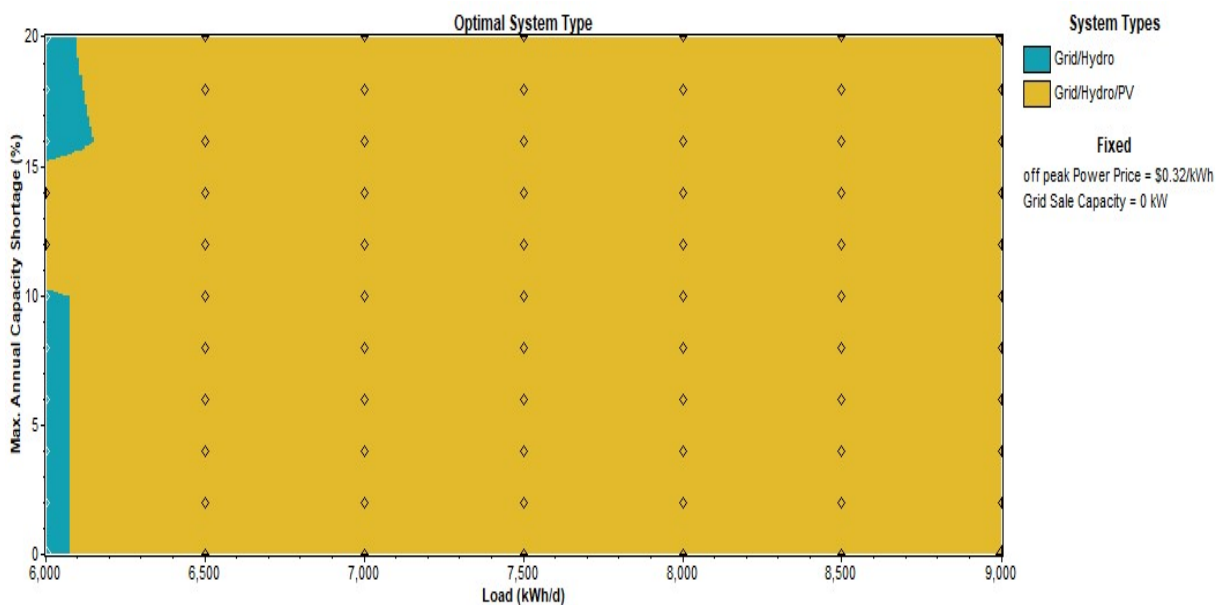


Figura 6-10. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 1 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

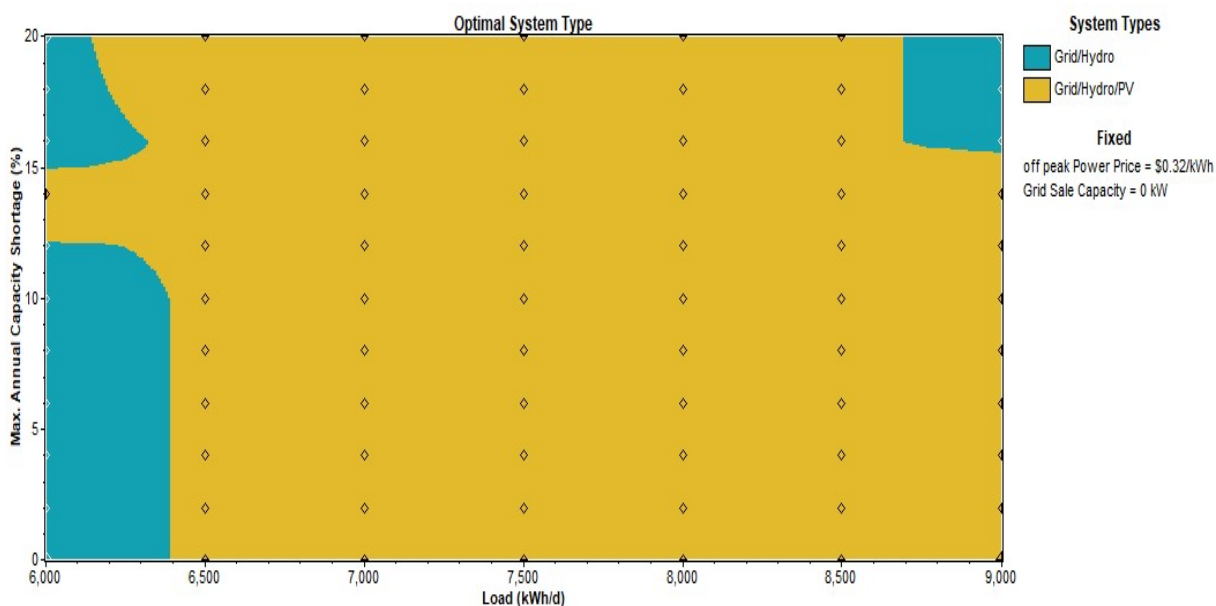


Figura 6-11. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 1 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

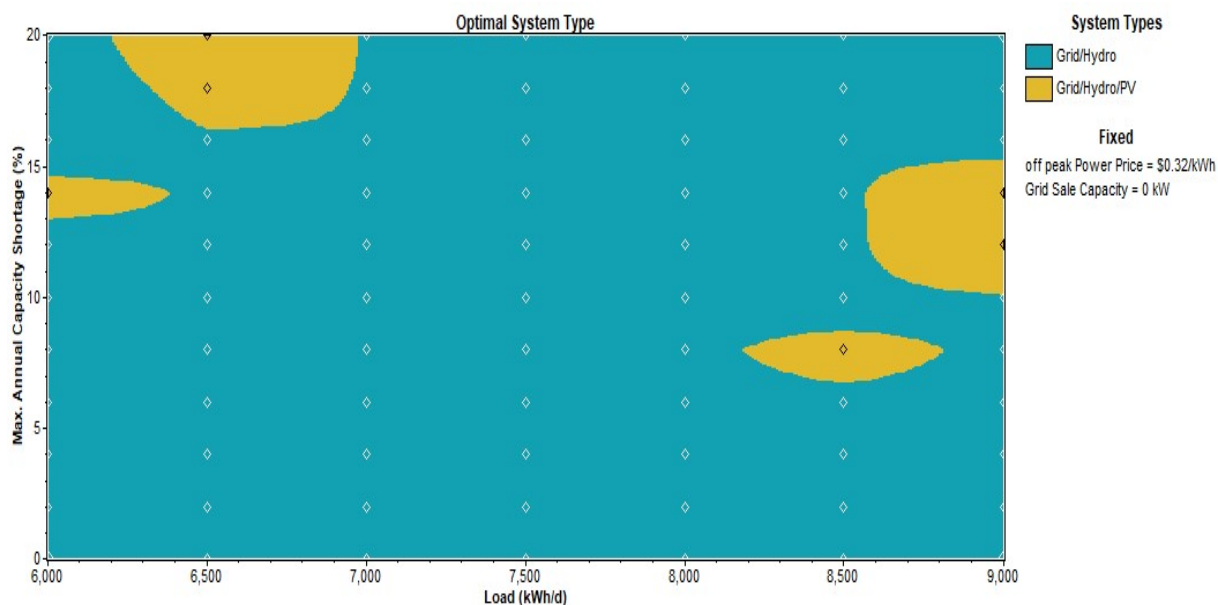


Figura 6-12. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

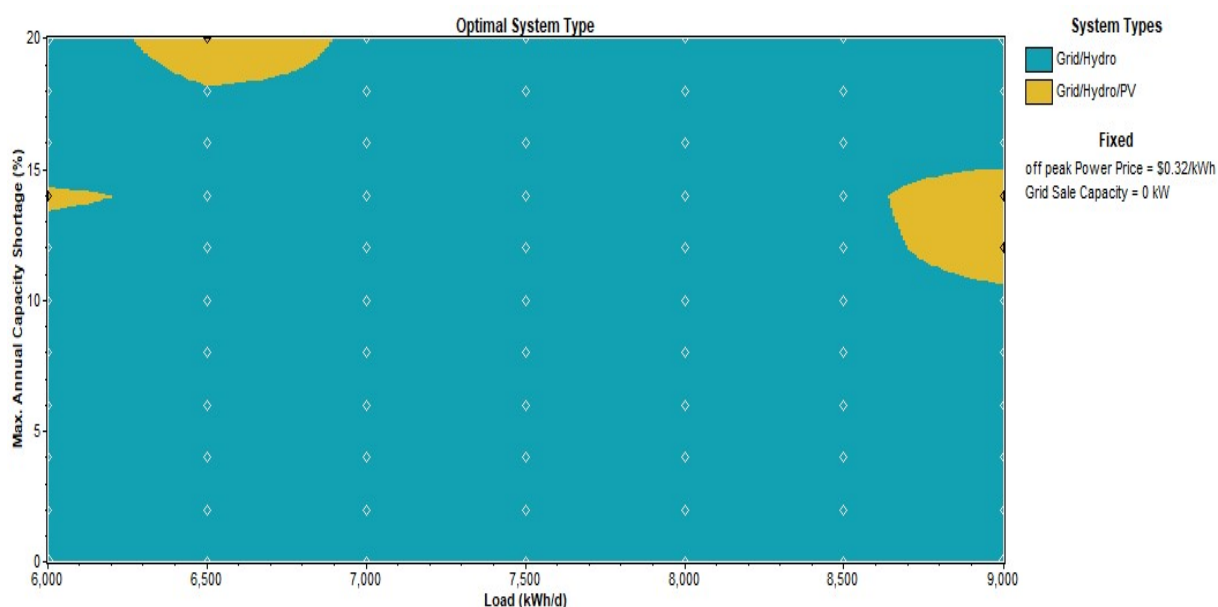


Figura 6-13. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

A Figura 6-14 apresenta os resultados ótimos para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado e atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia.

Esses resultados contribuem na composição dos espaços de otimização mostrados nas Figura 6-10, Figura 6-11, Figura 6-12 e Figura 6-13.

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	120	227	360	120	\$ 436,000	151,674	\$ 2,175,684	0.074	0.86	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,000	182,385	\$ 2,331,940	0.080	0.81	0.00

(a)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 377,000	166,066	\$ 2,281,765	0.078	0.84	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,000	182,385	\$ 2,331,940	0.080	0.81	0.00

(b)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,000	182,385	\$ 2,331,940	0.080	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,000	168,990	\$ 2,354,300	0.080	0.84	0.00

(c)

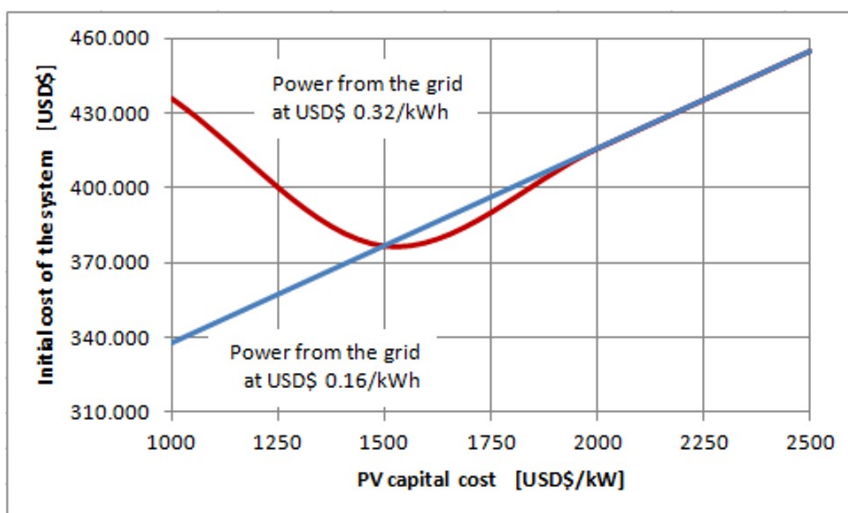
				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,000	182,385	\$ 2,331,940	0.080	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 455,000	171,914	\$ 2,426,835	0.083	0.84	0.00

(d)

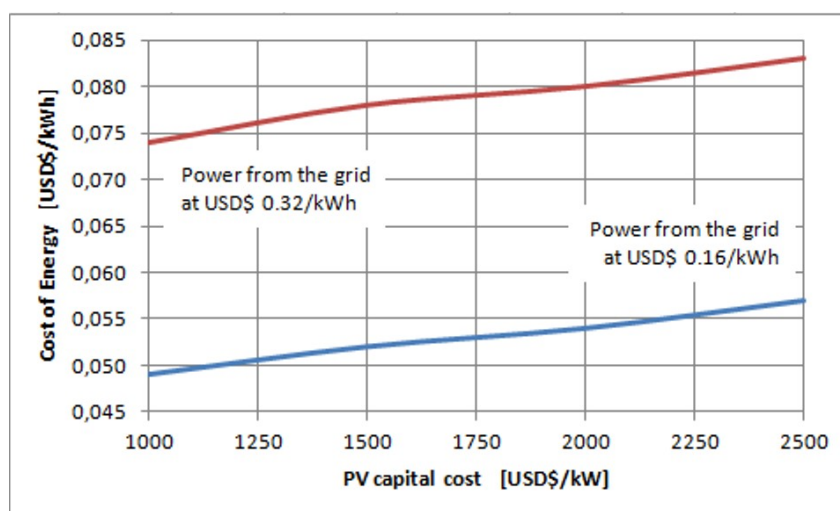
Figura 6-14. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

Os resultados mostram a evolução do custo de energia obtido em cada caso. A solução com painéis fotovoltaicos na Figura 6-14(a) alcança US\$ 0,074 por kWh,

enquanto nos sistemas seguintes alcança respectivamente US\$ 0,078 por kWh, US\$ 0,080 por kWh e US\$ 0,083 por kWh. É importante ressaltar que as soluções incluindo painéis fotovoltaicos correspondem às soluções ótimas em (a) e (b), mas isso não acontece em (c) e (d).



(a)



(b)

Figura 6-15. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-9, e os resultados da Figura 6-14, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

A Figura 6-15 apresenta gráficos com investimentos iniciais e com custos de energia para os dados da figura anterior e para dados correspondentes à energia comprada do sistema a US\$ 0,16 por kWh, para o sistema da Figura 6-9, em função

dos custos específicos dos painéis solares. Os dados mostrados correspondem sempre a sistemas incluindo painéis fotovoltaicos, mesmo que não sejam as soluções ótimas. É por isso que, em (a), as curvas aparecem diferentes para os primeiros dois valores de custos específicos de painéis fotovoltaicos, sendo iguais para os dois valores seguintes.

Em (b), é possível observar a variação do custo de energia em função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, além da diferença dessas variações em função dos dois valores considerados para o custo da energia adquirida do sistema interligado, com custos obviamente superiores correspondendo à energia adquirida com valor maior.

Considerando os resultados da Figura 6-14, o dimensionamento do sistema da Figura 6-9, resulta em 227 kW de potência instalada na usina hidrelétrica e 60 kW em painéis fotovoltaicos, atendendo demanda de 7 000 kWh por dia, com 120 kW contratados ao sistema interligado. Esse dimensionamento seria alterado apenas para o caso dos painéis fotovoltaicos serem adquiridos a US\$ 1 000 por kWp, quando a potência em painéis fotovoltaicos poderá ser elevada a 120 kW.

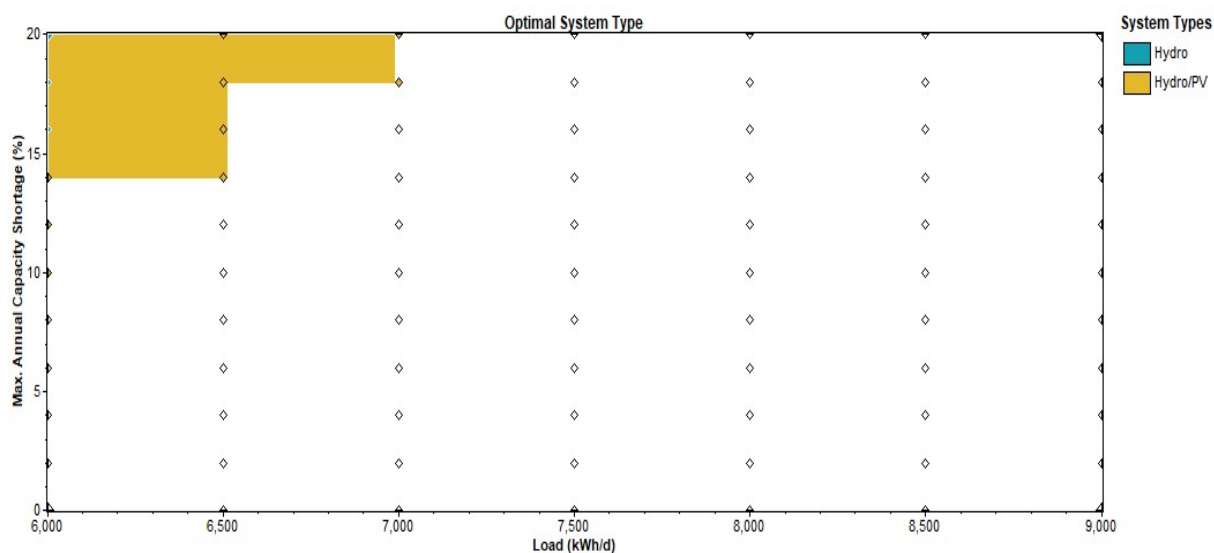


Figura 6-16. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

A Figura 6-16 mostra o espaço de otimização para o sistema da Figura 6-9, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, mas sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000

kWh por dia. Fica evidente que a falta de conexão ao sistema torna inviáveis uma quantidade significativa das soluções. As soluções viáveis correspondem aos maiores índices de falha aceitas anualmente e às menores cargas atendidas.

6.3 Resultado Geração Híbrido – Hidrelétrico/Fotovoltaico/VRPs

As Figura 6-18 e Figura 6-19, caracterizam a influência das válvulas redutoras de pressão nos resultados acima. A Figura 6-18 apresenta resultados ótimos para o sistema da Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia.

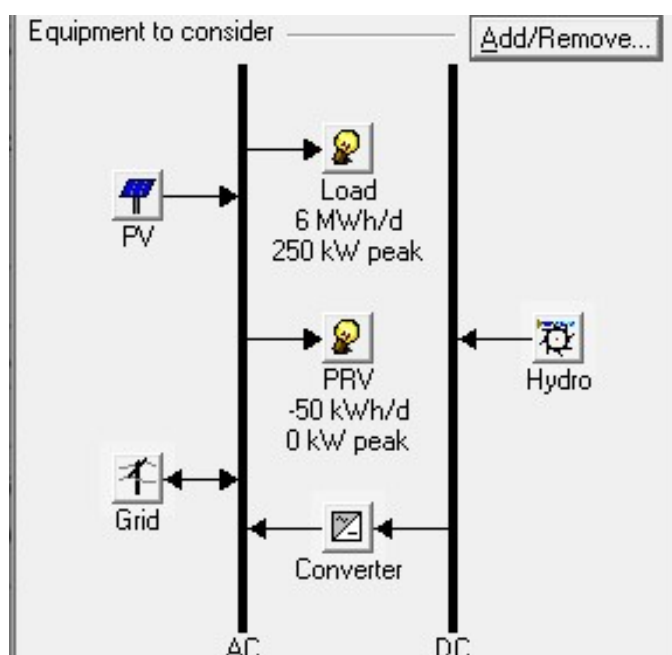


Figura 6-17. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico com a contribuição do potencial das VRPs. (fonte: autor)

É possível observar que os valores apresentam pequenas reduções em comparação com os valores obtidos na figura anterior. A solução com painéis fotovoltaicos em (a) alcança US\$ 0,072 por kWh, enquanto em (b) alcança US\$

0,075 por kWh e nos sistemas seguintes alcança respectivamente US\$ 0,078 por kWh e US\$ 0,080 por kWh. É importante ressaltar que aqui também as soluções incluindo painéis fotovoltaicos correspondem às soluções ótimas em (a) e (b), mas não correspondem às soluções ótimas em (c) e (d). A redução dos custos observada aqui é devida à contribuição das válvulas redutoras de pressão, que disponibilizam energia para o sistema interligado.

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	120	227	360	120	\$ 436,200	147,533	\$ 2,322,168	0.072	0.87	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,200	177,217	\$ 2,505,632	0.077	0.81	0.00

(a)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 377,200	161,616	\$ 2,443,200	0.075	0.84	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,200	177,217	\$ 2,505,632	0.077	0.81	0.00

(b)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,200	177,217	\$ 2,505,632	0.077	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,200	164,744	\$ 2,522,187	0.078	0.84	0.00

(c)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,200	177,217	\$ 2,505,632	0.077	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 455,200	167,873	\$ 2,601,175	0.080	0.84	0.00

(d)

Figura 6-18. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado. (fonte: autor)

Já a Figura 6-19, apresenta resultados ótimos para o sistema semelhante ao da Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de

energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7000 kWh por dia.

Nesta figura, é possível observar que os valores também apresentam pequenas reduções em comparação com os valores da Figura 6-14. A solução com painéis fotovoltaicos em (a) alcança US\$ 0,079 por kWh, enquanto em (b) alcança US\$ 0,078 por kWh e nos sistemas seguintes alcança respectivamente US\$ 0,076 por kWh e US\$ 0,074 por kWh.

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,100	180,127	\$ 2,542,731	0.078	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,100	167,654	\$ 2,559,287	0.079	0.84	0.00

(a)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,200	177,217	\$ 2,505,632	0.077	0.81	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,200	164,744	\$ 2,522,187	0.078	0.84	0.00

(b)

				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,400	171,397	\$ 2,431,432	0.076	0.82	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,400	158,924	\$ 2,447,988	0.076	0.85	0.00

(c)

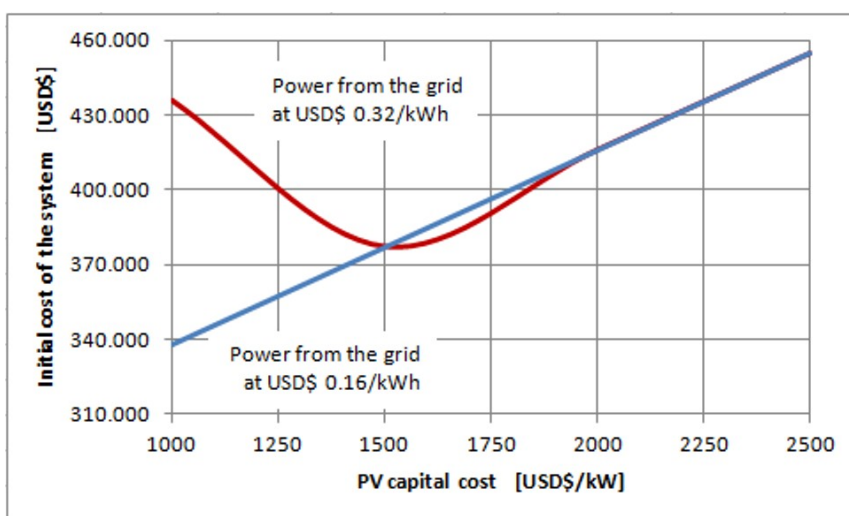
				PV (kW)	Hydro (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		227	360	120	\$ 240,600	165,578	\$ 2,357,243	0.074	0.82	0.00
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	60	227	360	120	\$ 416,600	153,105	\$ 2,373,799	0.074	0.86	0.00

(d)

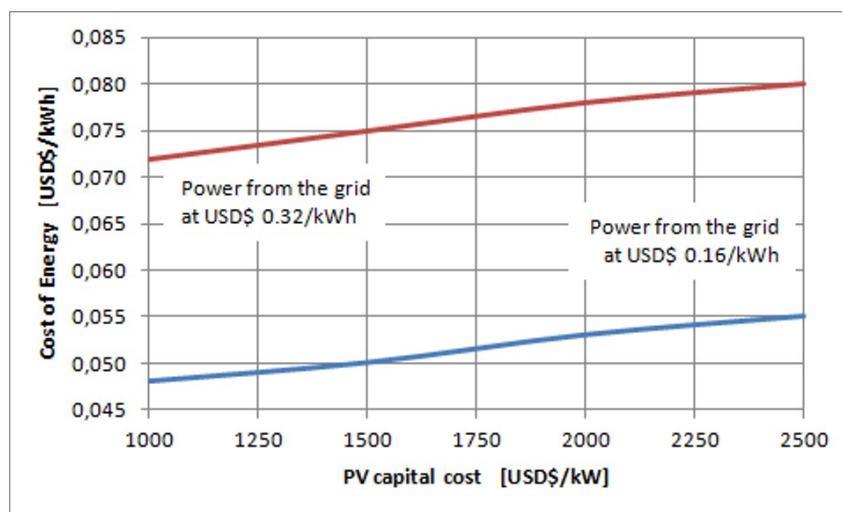
Figura 6-19. Resultados ótimos para um sistema semelhante ao Figura 6-17, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, com custo de energia comprada a US\$ 0,32 por kWh, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (fonte: autor)

Neste caso, as soluções com painéis fotovoltaicos não aparecem como soluções ótimas. E a redução que pode ser observada também ao longo das tabelas que compõem essa figura pode ser entendida como devida à contribuição crescente obtida com a energia disponibilizada pelas válvulas redutoras de pressão.

A Figura 6-20 mostra os custos iniciais do sistema, em (a), e o custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-17, e os resultados da Figura 6-19, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. As curvas nessa figura mostram como ocorrem as variações nos custos de energia final, conforme foi observado nos parágrafos anteriores.



(a)



(b)

Figura 6-20. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-17, e os resultados da Figura 6-18, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, para 50 kWh por dia agregados com válvulas redutoras de pressão. (fonte: autor)

A Figura 6-20, apresenta gráficos com investimentos iniciais e com custos de energia para energia comprada do sistema a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, para o sistema da Figura 6-17, em função dos custos específicos dos painéis solares, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, para válvulas redutoras de pressão totalizando 50 kWh por dia.

É possível observar os efeitos da inserção das válvulas redutoras de pressão. Os dados mostrados correspondem sempre a sistemas incluindo painéis fotovoltaicos, mesmo que não sejam as soluções ótimas. É por isso que, em (a), as curvas aparecem diferentes para os primeiros dois valores de custos específicos de painéis fotovoltaicos, sendo iguais para os dois valores seguintes.

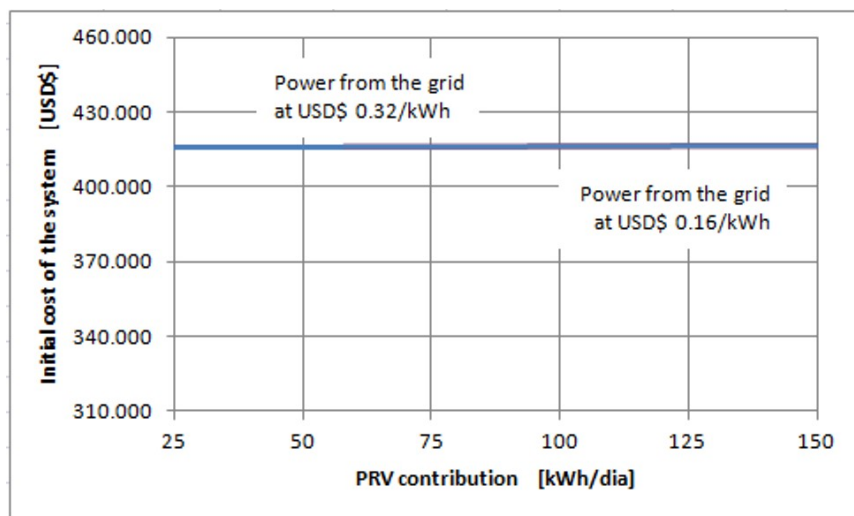
Considerando os resultados da Figura 6-19, o dimensionamento anterior não é alterado. Prevaecem os valores de 227 kW para a usina hidrelétrica e 60 kW em painéis fotovoltaicos, a menos que os painéis possam ser adquiridos a US\$ 1 000 por kWp, quando então será possível operar com 120 kW em painéis fotovoltaicos. O acréscimo dos 50 kWh por dia obtido com as válvulas redutoras de pressão leva a uma pequena redução no custo específico de energia, mas não suficiente para alterar o dimensionamento dos componentes do sistema híbrido

Em (b), é possível observar a variação do custo de energia em função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, além da diferença dessas variações em função dos dois valores considerados para o custo da energia adquirida do sistema interligado, com custos obviamente superiores correspondendo à energia adquirida com valor maior.

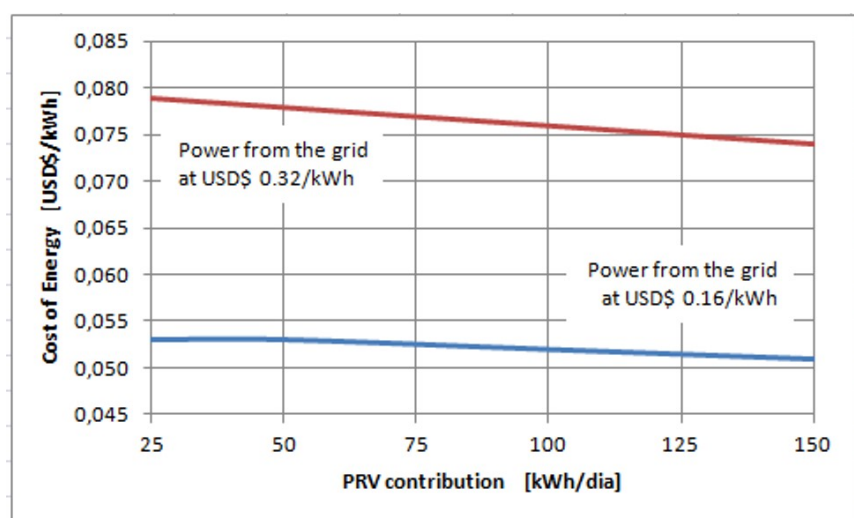
O acréscimo de válvulas redutoras de pressão somando 50 kWh por dia provoca uma pequena redução nos custos de energia, se os dados dessa figura forem comparados com os dados apresentados na Figura 6-15.

A Figura 6-21 apresenta gráficos com investimentos iniciais e com custos de energia para energia comprada do sistema a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, para o sistema da Figura 6-18, em função das potências agregadas com as válvulas redutoras de pressão, para painéis fotovoltaicos a um custo específico de US\$ 2 000 por kW, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia.

Ao explorar as curvas em (b), nessa figura, permite observar como conjuntos de válvulas redutoras de pressão contribuem naturalmente para reduções significativas dos custos de energia verificados nos sistemas que foram simulados, comparando com os valores que aparecem nos gráficos da Figura 6-20.



(a)



(b)

Figura 6-21. Custos iniciais do sistema, em (a), e custo de energia, em (b), para o sistema da Figura 6-17, e os resultados da Figura 6-19, como função das potências agregadas em válvulas redutoras de pressão, para energia adquirida do sistema interligado a US\$ 0,32 por kWh e a US\$ 0,16 por kWh, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, para painéis fotovoltaicos adquiridos a US\$ 2 000 por kW. (fonte: autor)

6.4 Resultado Geração Híbrido – Hidro/Fotovoltaico/Armazenamento

A Figura 6-23 mostra o espaço de otimização para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra.

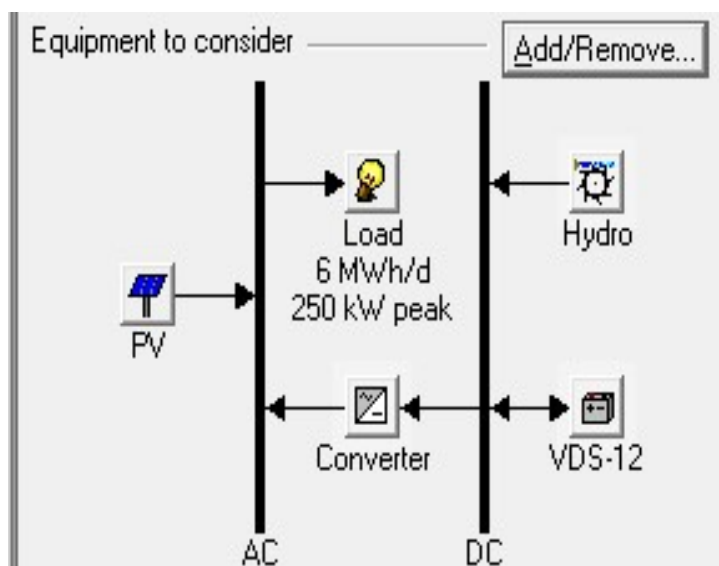


Figura 6-22. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor)

O armazenamento de energia no reservatório se mostra fundamental para viabilizar soluções quando o sistema deve operar sem conexão ao sistema interligado. As soluções que correspondem às menores cargas atendidas correspondem às soluções apenas com a usina hidrelétrica, enquanto as soluções com cargas maiores exigem a adição de painéis fotovoltaicos. Em todas as soluções viáveis o armazenamento aparece sendo acionado. A parte do espaço de otimização correspondente às maiores cargas e aos menores índices de falha anual não apresentam soluções viáveis.

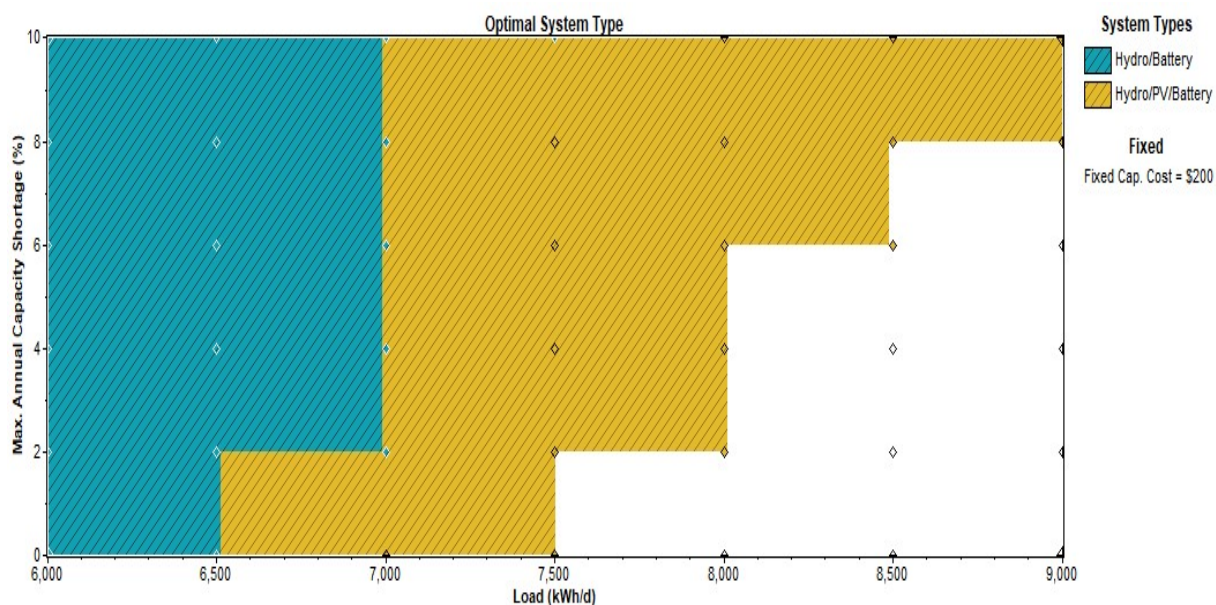


Figura 6-23. Espaço de otimização para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor)

A Figura 6-24 apresenta resultados que mostram o desempenho do reservatório de Val de Serra para o armazenamento de energia, para o sistema da Figura 6-22, com 370 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. A figura mostra, em (a), o histograma de frequência de estados de carga do reservatório; em (b), médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e, em (c), estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.

Em (b) e em (c) é possível observar que o reservatório é utilizado entre os meses de maio e dezembro, com a acumulação total baixando até cerca de 65% da carga total e depois subindo novamente até o estado pleno de carga. Este comportamento garante sustentabilidade ao sistema, já que o reservatório termina o ciclo de simulação com a mesma energia que estava acumulada no início. Em (a) aparecem os estados de carga mais frequentes, com uma distribuição bastante equilibrada para os estados intermediários de carga.

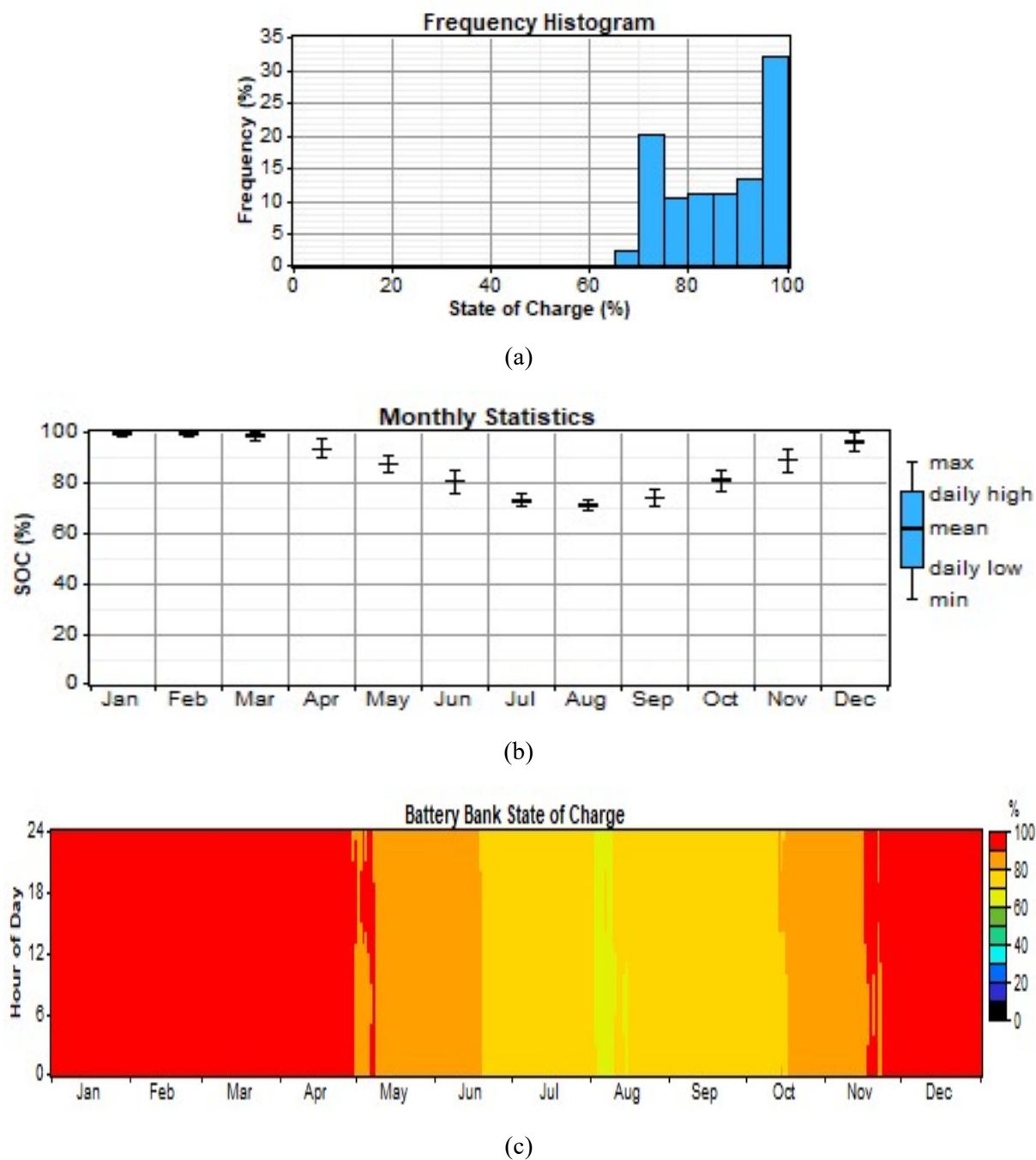


Figura 6-24. Desempenho do armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra para o sistema da Figura 6-22, com 370 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação. (fonte: autor)

A Figura 6-25, apresenta os resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem conexão a rede, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra.

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	368	227	1	360	\$ 891,267	74,730	\$ 1,846,572	0.057	1.00	0.00
	370	227	1	360	\$ 894,533	74,992	\$ 1,853,187	0.057	1.00	0.00
	372	227	1	360	\$ 897,800	75,254	\$ 1,859,803	0.057	1.00	0.00

(a)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	368	227	1	360	\$ 1,130,467	93,916	\$ 2,331,030	0.071	1.00	0.00
	370	227	1	360	\$ 1,135,033	94,282	\$ 2,340,279	0.072	1.00	0.00
	372	227	1	360	\$ 1,139,600	94,649	\$ 2,349,528	0.072	1.00	0.00

(b)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	360	227	2	360	\$ 1,371,200	113,720	\$ 2,824,919	0.086	1.00	0.00
	370	227	1	360	\$ 1,375,533	113,572	\$ 2,827,370	0.087	1.00	0.00
	362	227	2	360	\$ 1,377,067	114,190	\$ 2,836,801	0.087	1.00	0.00

(c)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	362	227	2	360	\$ 1,612,367	133,063	\$ 3,313,360	0.101	1.00	0.00
	370	227	1	360	\$ 1,616,033	132,862	\$ 3,314,461	0.101	1.00	0.00
	364	227	2	360	\$ 1,619,533	133,638	\$ 3,327,875	0.102	1.00	0.00

(d)

Figura 6-25. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 000 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

Buscando entender então como o sistema se comporta, agora com uma quantidade maior de painéis fotovoltaicos instalados sobre o espelho d'água do reservatório, esses resultados mostram que o custo final de energia não fica muito maior, com a vantagem de que o sistema atende a carga planejada sem falhas e

com um suprimento de energia 100% renováveis. A próxima figura mostra que é possível inclusive elevar a carga a ser atendida, para 7 500 kWh por dia.

A Figura 6-26 apresenta os resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra.

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	505	227	3	360	\$ 1,155,033	97,678	\$ 2,403,689	0.069	1.00	0.00
	537	227	1	360	\$ 1,167,300	96,870	\$ 2,405,629	0.069	1.00	0.00
	520	227	2	360	\$ 1,164,533	97,143	\$ 2,406,351	0.069	1.00	0.00

(a)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	514	227	3	360	\$ 1,503,833	125,655	\$ 3,110,123	0.089	1.00	0.00
	537	227	1	360	\$ 1,516,350	124,867	\$ 3,112,570	0.089	1.00	0.00
	525	227	2	360	\$ 1,513,950	125,169	\$ 3,114,034	0.089	1.00	0.00

(b)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	527	227	2	360	\$ 1,861,067	153,011	\$ 3,817,059	0.109	1.00	0.00
	537	227	1	360	\$ 1,865,400	152,864	\$ 3,819,510	0.109	1.00	0.00
	520	227	3	360	\$ 1,855,533	153,864	\$ 3,822,431	0.109	1.00	0.00

(c)

	PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	529	227	2	360	\$ 2,210,784	181,061	\$ 4,525,350	0.129	1.00	0.00
	537	227	1	360	\$ 2,214,450	180,860	\$ 4,526,451	0.129	1.00	0.00
	523	227	3	360	\$ 2,204,284	181,836	\$ 4,528,764	0.129	1.00	0.00

(d)

Figura 6-26. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-22, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

As próximas duas figuras, a Figura 6-27 e a Figura 6-28, apresentam os custos de energia presentes nas duas figuras anteriores. Esses valores se mostram em

torno de 10% a 20% em relação aos valores presentes nos gráficos anteriores, quando o reservatório ainda não era utilizado para armazenamento de energia.

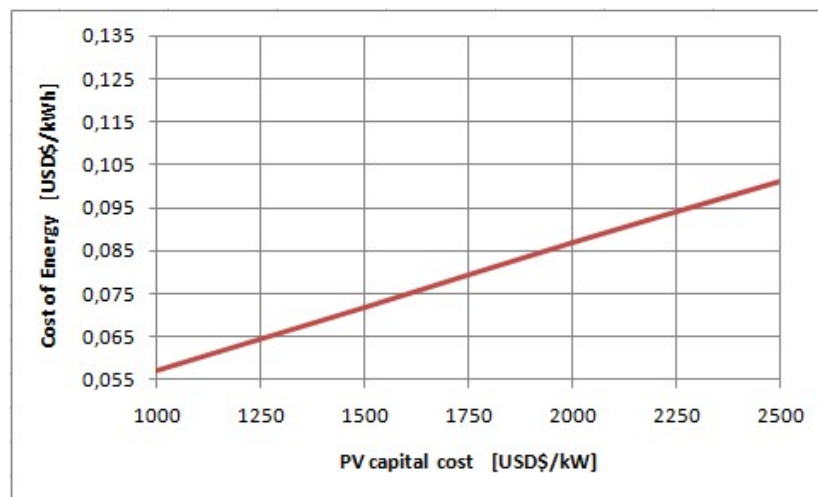


Figura 6-27. Custo de energia para o sistema da Figura 6-22 e os resultados da Figura 6-25, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

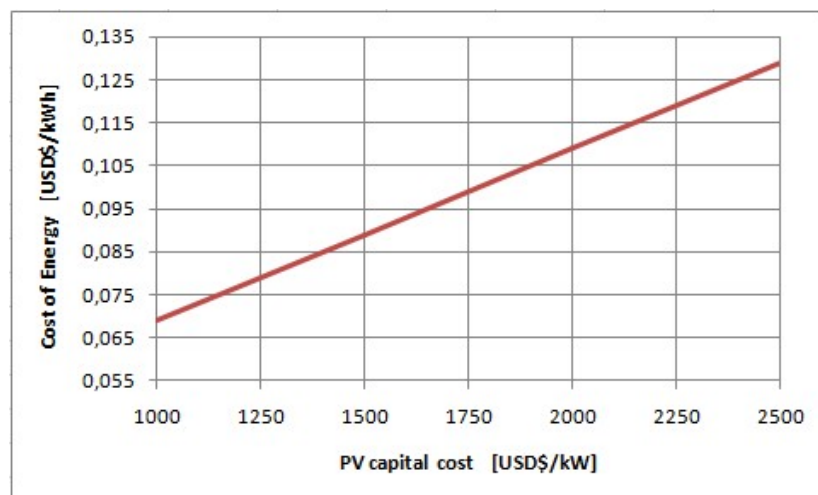


Figura 6-28. Custo de energia para o sistema da Figura 6-22 e os resultados da Figura 6-26, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

É importante ressaltar que até este ponto, nas Figura 6-14, Figura 6-18 e Figura 6-19, as soluções envolviam 82% a 86% de participação renovável. E as soluções na Figura 6-25 e Figura 6-26 sempre resultam 100% renováveis. A

inclusão de armazenamento de energia viabilizou, portanto as soluções 100% renováveis, mesmo que com pequenas elevações no custo de energia.

A Figura 6-25 agora leva a um dimensionamento de 370 kW em painéis fotovoltaicos, com 227 kW para a usina hidrelétrica, atendendo a uma demanda de consumo de 7 000 kWh por dia, mas sem conexão ao sistema interligado, portanto completamente independente de suprimentos externos. Esse dimensionamento também inclui o emprego de um doze avos da capacidade de armazenamento do reservatório de Val de Serra.

A Figura 6-26, por sua vez, sugere um dimensionamento que inclui 537 kW em painéis fotovoltaicos, além dos 227 kW para a usina hidrelétrica, visando atender agora uma demanda de 7 500 kWh por dia., sem conexão ao sistema interligado e com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. O custo de energia final, com a elevação da demanda atendida, fica em torno de 20%, quando os resultados são comparados aos resultados da figura anterior.

As próximas figuras descrevem a influência das válvulas redutoras de pressão nesse sistema das figuras recentes, que atende uma demanda de 7 500 kWh por dia. Em geral, aqui a energia agregada pelas válvulas redutoras não altera significativamente o desempenho dos sistemas simulados e não altera também o custo de energia.

6.5 Resultado Geração Híbrido – Hidro/Foto/Armazenamento/VRPs

As Figura 6-30 e Figura 6-31, caracterizam a influência das válvulas redutoras de pressão nos resultados acima. A Figura 6-30 apresenta resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra.

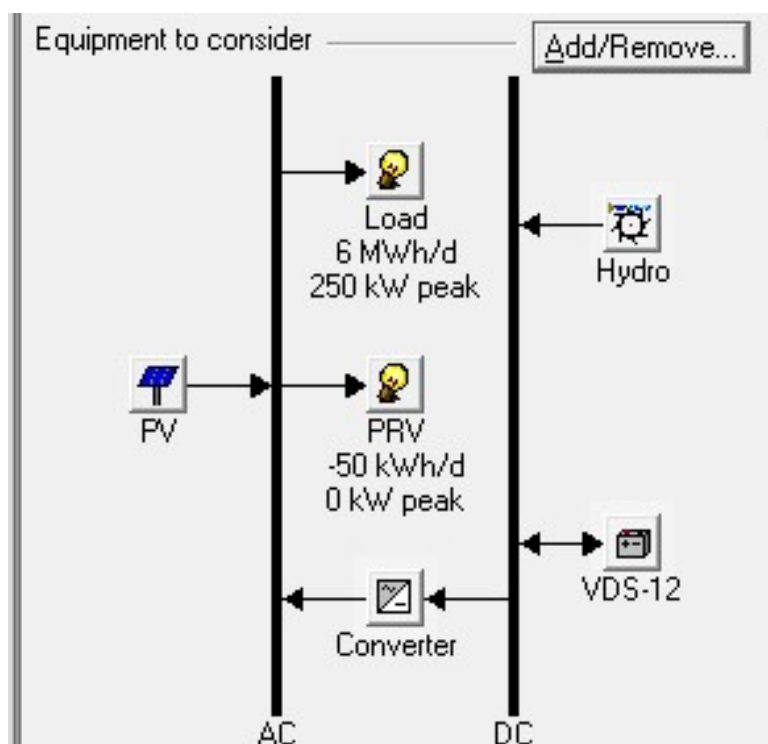


Figura 6-29. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com a contribuição do potencial das VRPs e armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra. (fonte: autor)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				505	227	3	360	\$ 1,155,033	97,678	\$ 2,403,689	0.069	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,167,300	96,870	\$ 2,405,629	0.069	1.00	0.00
				520	227	2	360	\$ 1,164,533	97,143	\$ 2,406,351	0.069	1.00	0.00

(a)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				514	227	3	360	\$ 1,503,833	125,655	\$ 3,110,123	0.089	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,516,350	124,867	\$ 3,112,570	0.090	1.00	0.00
				525	227	2	360	\$ 1,513,950	125,169	\$ 3,114,034	0.090	1.00	0.00

(b)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				527	227	2	360	\$ 1,861,067	153,011	\$ 3,817,059	0.110	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,865,400	152,864	\$ 3,819,510	0.110	1.00	0.00
				520	227	3	360	\$ 1,855,533	153,864	\$ 3,822,431	0.110	1.00	0.00

(c)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				529	227	2	360	\$ 2,210,784	181,061	\$ 4,525,350	0.130	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 2,214,450	180,860	\$ 4,526,451	0.130	1.00	0.00
				523	227	3	360	\$ 2,204,284	181,836	\$ 4,528,764	0.130	1.00	0.00

(d)

Figura 6-30. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo 50 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos respectivamente a (a) US\$ 1 000 por kW, (b) US\$ 1 500 por kW, (c) US\$ 2 000 por kW, (d) US\$ 2 500 por kW, conectado ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo demandas de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

Já a Figura 6-31 apresenta resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com armazenamento em Val de Serra.

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				527	227	2	360	\$ 1,860,967	153,001	\$ 3,816,832	0.109	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,865,300	152,854	\$ 3,819,282	0.110	1.00	0.00
				520	227	3	360	\$ 1,855,433	153,854	\$ 3,822,203	0.110	1.00	0.00

(a)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				527	227	2	360	\$ 1,861,067	153,011	\$ 3,817,059	0.110	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,865,400	152,864	\$ 3,819,510	0.110	1.00	0.00
				520	227	3	360	\$ 1,855,533	153,864	\$ 3,822,431	0.110	1.00	0.00

(b)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				527	227	2	360	\$ 1,861,267	153,031	\$ 3,817,515	0.111	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,865,600	152,884	\$ 3,819,966	0.111	1.00	0.00
				520	227	3	360	\$ 1,855,733	153,884	\$ 3,822,886	0.111	1.00	0.00

(c)

				PV (kW)	Hydro (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
				527	227	2	360	\$ 1,861,467	153,051	\$ 3,817,970	0.111	1.00	0.00
				537	227	1	360	\$ 1,865,800	152,904	\$ 3,820,422	0.111	1.00	0.00
				520	227	3	360	\$ 1,855,933	153,904	\$ 3,823,342	0.111	1.00	0.00

(d)

Figura 6-31. Resultados ótimos para o sistema da Figura 6-29, com válvulas redutoras de pressão fornecendo respectivamente (a) 25 kWh por dia, (b) 50 kWh por dia, (c) 100 kWh por dia, (d) 150 kWh por dia, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, conectado ao sistema, sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo demandas de 7 500 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

As próximas duas figuras, a Figura 6-32 e a Figura 6-33, apresentam os custos de energia presentes nas duas figuras anteriores.

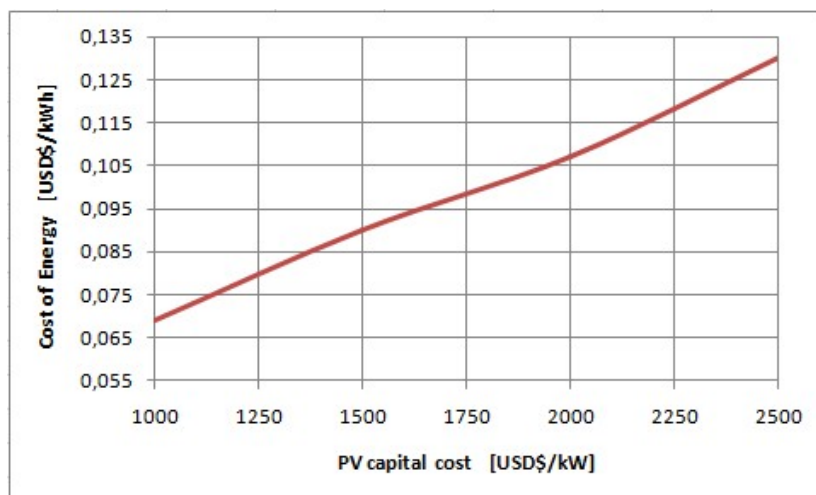


Figura 6-32. Custo de energia para o sistema da Figura 6-29 e os resultados da Figura 6-30, como função dos custos específicos dos painéis fotovoltaicos, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, com válvulas redutoras de pressão agregando 50 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

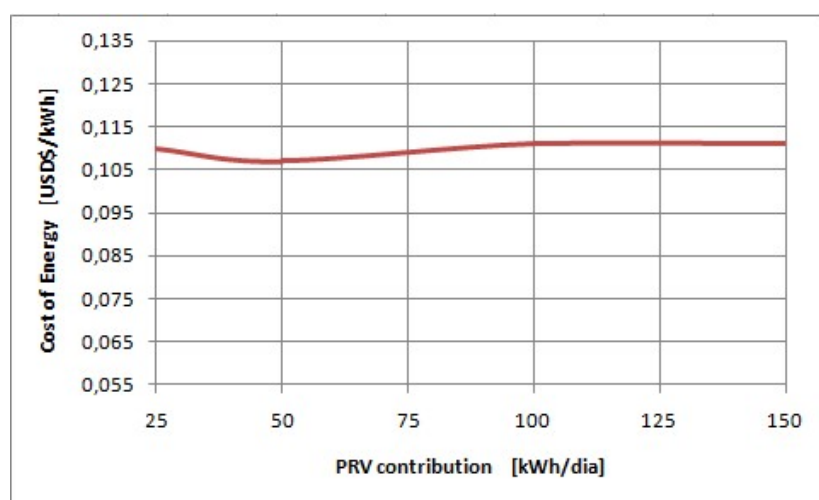


Figura 6-33. Custo de energia para o sistema da Figura 6-29 e os resultados da Figura 6-31, como função das potências agregadas em válvulas redutoras de pressão, atendendo uma demanda de 7 500 kWh por dia, para painéis fotovoltaicos adquiridos a US\$ 2 000 por kW, com armazenamento de energia em Val de Serra. (fonte: autor)

6.6 Resultado Geração Híbrido – Hidro/Foto/Reservatório/Hidrogênio

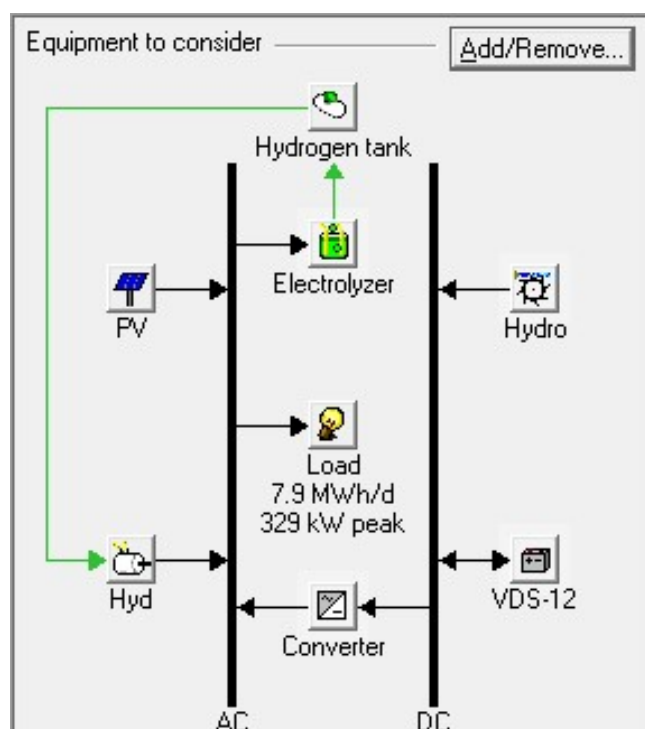


Figura 6-34. Representação esquemática do sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico com armazenamento hidrico e armazenamento de hidrogenio. (fonte: autor)

A Figura 6-35, apresenta o resultado ótimo para o sistema da Figura 6-34, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia, com armazenamento híbrido de energia em Val de Serra e em hidrogênio.

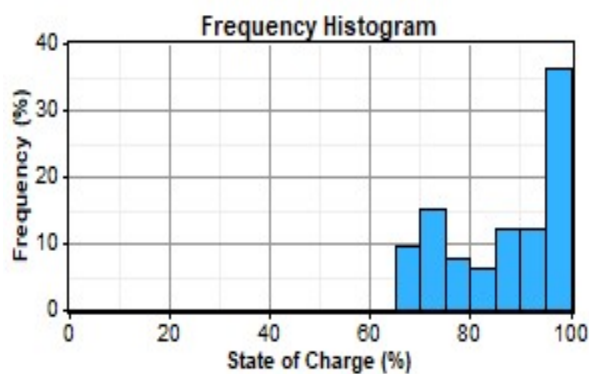
	PV (kW)	Hydro (kW)	Hyd (kW)	VDS-12	Conv. (kW)	Elec. (kW)	H2 Tank (kg)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Hyd (hrs)
	745	227	90	1	360	90	180	\$ 2,476,503	201,818	\$ 5,056,413	0.137	1.00	0.00	198
	745	227	120	1	360	90	180	\$ 2,476,803	201,817	\$ 5,056,697	0.137	1.00	0.00	175
	746	227	30	1	360	90	180	\$ 2,478,837	202,054	\$ 5,061,768	0.137	1.00	0.00	342

Figura 6-35. Resultado ótimo para o sistema da Figura 6-34, com painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema, sem venda de excedentes, atendendo demandas de 7.900 kWh por dia, com armazenamento de energia em Val de Serra e em hidrogênio.

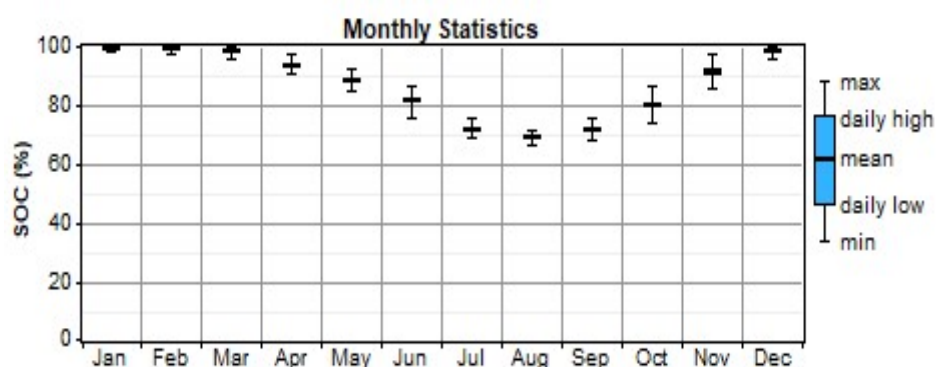
O resultado indica um dimensionamento com 745 kWp em painéis fotovoltaicos, com 227 kW para a usina hidrelétrica, com um doze avos da capacidade de armazenamento do reservatório de Val de Serra e com 180 kg de

capacidade de armazenamento de energia em hidrogênio, passando a atender uma carga consumidora de 7.900 kWh por dia, com picos de demanda de 329 kW. Naturalmente, um aumento da capacidade de armazenamento de energia permitiu um melhor aproveitamento da capacidade de geração de energia.

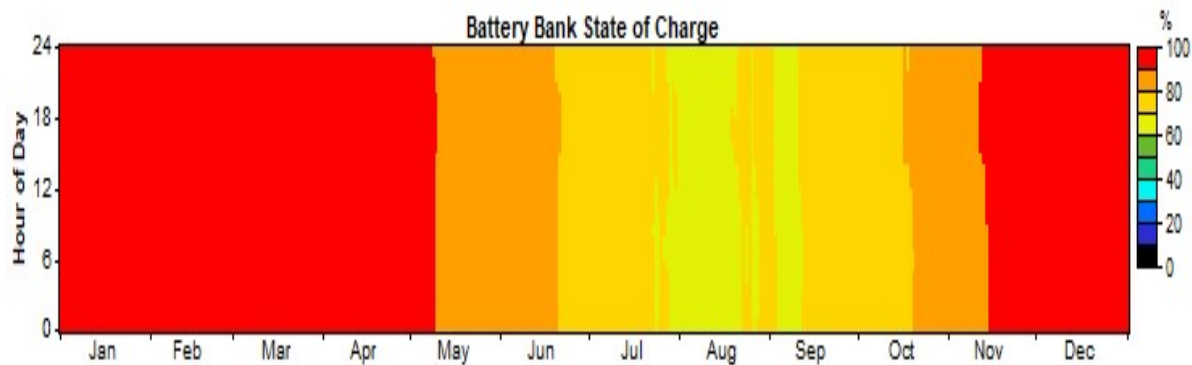
A Figura 6-36 apresenta resultados que mostram o desempenho do reservatório de Val de Serra para o armazenamento de energia, em funcionamento híbrido com hidrogênio, para o sistema da Figura 6-34, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. A figura mostra, em (a), o histograma de frequência de estados de carga do reservatório; em (b), médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e, em (c), estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação. É possível observar que o desempenho do reservatório é semelhante ao que aparece na Figura 6-24.



(a)



(b)



(c)

Figura 6-36. Desempenho do armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento em hidrogênio, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.

A Figura 6-37 apresenta resultados que mostram o desempenho do armazenamento de energia de hidrogênio, em funcionamento híbrido com o armazenamento no reservatório de Val de Serra, para o sistema da Figura 6-34.

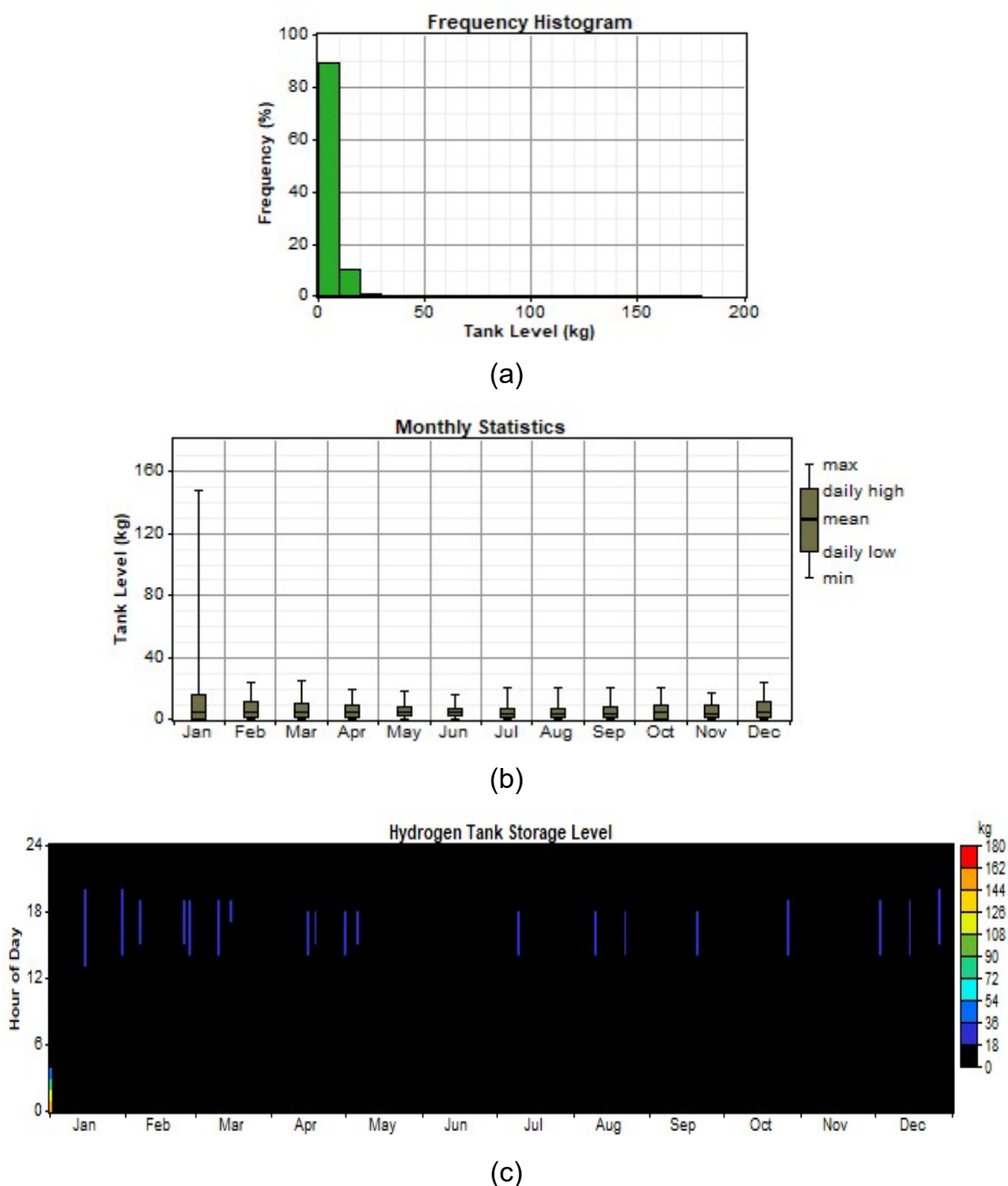


Figura 6-37. Desempenho do armazenamento em hidrogênio para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. (a) Histograma de frequência de estados de carga do reservatório; (b) médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e (c) estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.

Na configuração com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia. A figura mostra, como na anterior, em (a), o histograma de frequência de estados de carga do reservatório; em (b), médias mensais, mínimas e máximas mensais dos estados de carga do reservatório; e, em (c), estados de carga horários do reservatório ao longo do ano de simulação.

Neste caso, o reservatório é esvaziado no início do ano e depois é utilizado em momentos de baixa potência disponível no sistema, sempre recebendo e despachando energia em ciclos curtos de operação. Em oposição ao desempenho que aparece na figura anterior, o histograma mostra as maiores frequências associadas aos menores estados de carga.

A Figura 6-38 mostra o perfil de acionamento do gerador a base de hidrogênio para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia.

Esses resultados mostram que o sistema de hidrogênio é acionado em uma base diária, entrando em operação sempre que o sistema apresenta uma demanda por potência, visando atender a demanda e manter o índice de falhas igual a zero.

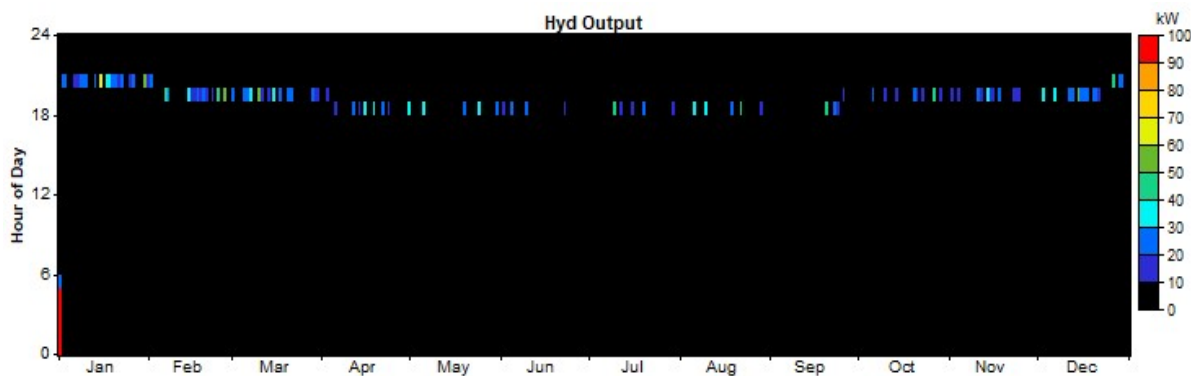


Figura 6-38. Operação do gerador a base de hidrogênio para o sistema da Figura 6-34, em operação conjunta com armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra, com 745 kW em painéis fotovoltaicos a US\$ 2 000 por kW, sem conexão ao sistema e sem venda de excedentes ao sistema interligado, atendendo uma demanda de 7.900 kWh por dia, mostrando os instantes em que o sistema é acionado para inserir energia armazenada no sistema híbrido.

7 CONCLUSÕES/SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS

O sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico permitiu um incremento na oferta de suprimentos de energia obtidos em Val de Serra. A operação do reservatório como um dispositivo para armazenamento de energia deve levar a soluções ótimas com menores custos de energia e com menores falhas no atendimento dos consumidores.

O sistema híbrido com armazenamento no reservatório será ainda simulado com um segundo sistema de armazenamento, permitindo contribuir com o conhecimento sobre esse tipo de sistema. O armazenamento a hidrogênio será baseado em dispositivos menores distribuídos entre os consumidores e que apresenta características diferentes do armazenamento hidráulico.

O sistema de armazenamento a hidrogênio poderá aproveitar os excessos eventuais de energia, com limites operacionais diferentes dos limites apresentados pelo reservatório e Val de Serra. A operação híbrida dos dois reservatórios poderá levar a menores custos de energia, menores falhas no atendimento e mesmo poderá resultar em novos espaços de otimização, possivelmente com incremento na oferta de suprimentos de energia e com maiores valores de potências instaladas na usina hidrelétrica e nos painéis fotovoltaicos.

Este trabalho conseguiu cumprir os objetivos estabelecidos inicialmente na medida em que foram encontradas soluções ótimas com suprimentos de energia 100% renováveis e em que houve uma combinação ótima com os dois sistemas de armazenamento operando em modo híbrido.

A seguir, primeiramente serão apresentadas as conclusões obtidas ao longo do trabalho. Depois serão sugeridos temas para continuação do trabalho.

Nos resultados do item 6.1, que compuseram o artigo publicado em 2015, foi sugerido dimensionamento com 227 kW para a usina hidrelétrica operando no pé da barragem de Val de Serra, 60 kWp em painéis fotovoltaicos instalados sobre estrutura flutuante, conectado ao sistema interligado e portanto adquirindo energia em momentos críticos, atendendo demanda de 7 000 kWh por dia, com picos de 292 kW sem falhas o atendimento.

Nos resultados do item 6.2, com custos atualizados para os painéis fotovoltaicos, foi sugerido dimensionamento também com 227 kW para a usina

hidrelétrica operando no pé da barragem de Val de Serra, 60 kWp em painéis fotovoltaicos instalados sobre estrutura flutuante, conectado ao sistema interligado e portanto adquirindo energia em momentos críticos, atendendo demanda de 7000 kWh por dia, com picos de 292 kW sem falhas o atendimento. Neste caso, caso os painéis fotovoltaicos sejam adquiridos ao custo de US\$ 1 000 por kWp, será viável instalar potência total de 120 kWp.

O item 6.3 apresenta os resultados obtidos com a inclusão de válvulas redutoras de pressão, que não alteraram os dimensionamentos já apresentados, mas resultaram em pequenas reduções nos custos de energia finais. Um sistema com painéis fotovoltaicos adquiridos a US\$ 2 000 por kWp, conforme relatado na seção 6.2, apresenta um custo de US\$ 0,080 por kWh, sendo que a inclusão de válvulas redutoras de pressão com um acréscimo médio anual de 50 kWh por dia resultará em uma redução do custo de energia para US\$ 0,078 por kWh.

O acréscimo médio anual de 25 kWh por dia, 50 kWh por dia, 100 kWh por dia e 150 kWh por dia com válvulas redutoras de pressão resulta, respectivamente em custos finais de energia de US\$ 0,079 por kWh, US\$ 0,078 por kWh, US\$ 0,076 por kWh e US\$ 0,074 por kWh.

Os sistemas híbridos nos quais a conexão à rede foi encerrada resultaram inviáveis para índices de falha no atendimento à demanda abaixo de 14%. Os sistemas híbridos com possibilidade de armazenamento de energia no reservatório de Val de Serra exigiram quantidades bastante maiores de painéis fotovoltaicos para levarem a soluções viáveis.

As simulações dos sistemas com armazenamento em Val de Serra resultaram em soluções ótimas com 370 kWp em painéis fotovoltaicos, 227 kW para a usina hidrelétrica, aproveitando uma duodécima parte da capacidade de armazenamento do reservatório, atendendo demanda média anual de 7 000 kWh por dia, sem falhas no atendimento. É importante ressaltar que este sistema foi dimensionado para suprimentos de energia com origem 100% renovável.

Buscando atender uma demanda maior, as simulações resultaram em soluções ótimas com 537 kWp em painéis fotovoltaicos, 227 kW para a usina hidrelétrica, aproveitando uma duodécima parte da capacidade de armazenamento do reservatório, atendendo demanda média anual de 7 500 kWh por dia, com picos de demanda de 313 kW, sem falhas no atendimento. Este sistema também foi dimensionado para suprimentos de energia com origem 100% renovável.

Agregando ainda o sistema de armazenamento em hidrogênio, as simulações resultaram em soluções ótimas com 745 kWp em painéis fotovoltaicos, 227 kW para a usina hidrelétrica, aproveitando uma duodécima parte da capacidade de armazenamento do reservatório, atendendo agora demanda média anual de 7.900 kWh por dia, com picos de 328 kW, sem falhas no atendimento. Este sistema também foi dimensionado para suprimentos de energia com origem 100% renovável.

Como continuidade, são sugeridos os seguintes temas de pesquisa:

- Estudar regras para armazenamento de energia em situações de armazenamento híbrido.
- Estudar a influência da complementaridade sobre a viabilidade de armazenamento híbrido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abes-RS (2015). 1º Seminário Nacional De Gestão E Controle De Perdas. Disponível Em: https://www.abes-rs.org.br/novo/_materiais/materiais_lbl9e9ppjrmj.pdf

Agência Nacional De Águas (Ana) (2014) Hidroweb. [Www.Hidroweb.Ana.Gov.Br](http://www.hidroweb.ana.gov.br)

Agência Nacional De Energia Elétrica. Primeiro Leilão De Geração De 2016 Comercializa Energia De 29 Empreendimentos. Sala De Imprensa. Brasília, 29 Abr. 2016. Disponível Em: <[Http://Www.Anel.Gov.Br/Sala-De-Imprensa-Exibicao-2/-/Asset_Publisher/Zxqrez8evlz6/Content/Primeiro-Leilao-De-Geracao-De-2016-Comercializa-Energia-De-29-Empreendimentos/656877?Inheritedirect=False](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/Zxqrez8evlz6/Content/Primeiro-Leilao-De-Geracao-De-2016-Comercializa-Energia-De-29-Empreendimentos/656877?Inheritedirect=False)>. Acessado Em: 22 Mar. 2017.

Alaswad, A.; Palumbo, A.; Dassisti, M.; Olabi, A.G. Fuel Cell Technologies, Applications, And State Of The Art. A Reference Guide. In: Elsevier. Reference Module In Materials Science And Materials Engineering. [S.L.]: Elsevier, 2016. N.P. Disponível Em: <[Http://Www.Sciencedirect.Com/Science/Article/Pii/B9780128035818040091](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128035818040091)>. Acessado Em: 14 Fev. 2017.

Antwerpen, H.J. And Greyvenstein, G.P. (2005) Use Of Turbines For Simultaneous Pressure Regulation And Recovery In Secondary Cooling Water Systems In Deep Mines. Energy Conversion And Management, 46, 563-575. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Enconman.2004.04.006](http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2004.04.006)

Arriaga, M. (2010) Pump As Turbine, A Pico Hydro Alternative In Lao People's Democratic Republic. Renewable Energy, 35, 1109-1115. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2009.08.022](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.08.022)

Bagotsky, V. S. (2012) Fuel Cells: Problems And Solutions. 2 Ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 385p.

Bekele, G. And Tadesse, G. (2012) Feasibility Study Of Small Hydro Pv Wind Hybrid System For Off Grid Rural Electrification In Ethiopia. Applied Energy, 97, 5-15. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Apenergy.2011.11.059](http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.059)

Beluco, A., Souza, P.K. And Krenzinger, A. (2008) A Dimensionless Index Evaluating The Time Complementarity Between Solar And Hydraulic Energies. Renewable Energy, 33, 2157-2165. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2008.01.019](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.01.019)

Beluco, A., Souza, P.K. And Krenzinger, A. (2008) Pv Hydro Hybrid Systems. Ieee Latin America Transactions, 6, 626-631. [Http://Dx.Doi.Org/10.1109/Tla.2008.4917434](http://dx.doi.org/10.1109/Tla.2008.4917434)

Beluco, A., Souza, P.K. And Krenzinger, A. (2012) 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, 45, 24-30. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2012.01.096](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.096)

Beluco, A., Souza, P.K. And Krenzinger, A. (2013) Influence Of Different Degrees Of Complementarity Of Solar And Hydro Availability On The Performance Of Hybrid Hydro Pv Generating Plants. Energy And Power Engineering, 5, 332-342. [Http://Dx.Doi.Org/10.4236/Epe.2013.54034](http://dx.doi.org/10.4236/epe.2013.54034)

Beluco; Souza, P. K. De.; Livi, F. P; Caux, J. Energetic Complementarity With Hydropower And The Possibility Of Storage In Batteries And Water Reservoirs. In: Sorensen, B. Solar Energy Storage. 1. Ed. Londres: Academic Press, 2015. Cap. 7.

Brutsaert, W. (2005) Hydrology, An Introduction. Cambridge University Press, Cambridge, 618 P. [Http://Dx.Doi.Org/10.1017/Cbo9780511808470](http://dx.doi.org/10.1017/Cbo9780511808470)

Canales, F. A., and A. Beluco. 2014. "Modeling Pumped Hydro Storage with the Micropower Optimization Model (HOMER)." *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 6 (4): 043131. doi:10.1063/1.4893077.

Carmo, M.; Fritz, D. L.; Mergel, J. E Stolten, D. A Comprehensive Review On Pem Water Electrolysis. *International Journal Of Hydrogen Energy*. V. 38, N. 12, P. 4901-4934, Abr. 2013. Disponível Em: <[Http://Www.Sciencedirect.Com/Science/Article/Pii/S0360319913002607](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913002607)>. Acessado Em: 10 Fev. 2017.

CCEE, *Câmara de comercialização de Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Hidrogênio energético no Brasil: subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025; Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários – Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2010. 68 p.; il, 21 cm (Série Documentos Técnicos, 7), <http://www.cgee.org.br>.

CORSAN, Companhia Riograndense de Saneamento, Ficha técnica Barragem Val de Serra, plantas e documentos

COVAS, D.; RAMOS, H. (1998) – “A Utilização de válvulas redutoras de pressão no controlo e redução de fugas em sistemas de distribuição de água”. 8º Encontro Nacional de Saneamento Básico, Barcelos 27 a 30 de Outubro, 1998.

Denholm, P. And Margolis, R.M. (2007) Evaluating The Limits Of Solar Photovoltaics In Traditional Electric Power Systems. *Energy Policy*, 35, 2852-2861. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Enpol.2006.10.014](http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.014)

Derakhshan, S. And Nourbakhsh, A. (2008) Experimental Study Of Characteristic Curves Of Centrifugal Pumps Working As Turbines In Different Specific Speeds. *Experimental Thermal And Fluid Science*, 32, 800-807. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Expthermflusci.2007.10.004](http://dx.doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2007.10.004)

Ehnberg, S.G.J. And Bollen, M.H.J. (2005) Reliability Of A Small Power System Using Solar Power And Hydro. *Electric Power Systems Research*, 74, 119-127. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Epsr.2004.09.009](http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2004.09.009)

Fontana, N., Giugni, M., & Portolano, D. (2012). Losses Reduction and Energy Production in Water-Distribution Networks. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 237-244.

Fuel Cell & Hydrogen Energy Association | 1211 Connecticut Avenue Northwest, Suite 650 Washington D.C. 20036 | 202-261-1331 www.fchea.org, <http://www.hydrogenandfuelcellsafety.info/>

Gisbert, C.M.F., González, J.J.F., Santafé, M.R., Gisbert, P.S.F., Romero, F.J.S. And Soler, J.B.T. (2013) A New Photovoltaic Floating Cover System For Water Reservoirs. *Renewable Energy*, 60, 63-70. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2013.04.007](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.04.007)

Glasnovic, Z. And Margeta, J. (2011) Vision Of Total Renewable Electricity Scenario. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 15, 1873-1884. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Rser.2010.12.016](http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.016)

Glasnovic, Z., Rogosic, M. And Margeta, J. (2011) A Model For Optimal Sizing Of Solar Thermal Hydroelectric Power Plant. *Solar Energy*, 85, 794-807. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Solener.2011.01.015](http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.01.015)

H2verdebrasil, (2021) .<https://www.h2verdebrasil.com.br/o-que-e-hidrogenio-verde/> Acessado Em: 10 Fev. 2021.

Hoffmann, W. (2006) Pv Solar Electricity Industry: Market Growth And Perspective. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 3285-3311. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Solmat.2005.09.022](http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2005.09.022)

Homerenergy, L.L.C. (2014) Software Homer, Version 2.68 Beta; The Micropower Opyimization Model. [Www.Homerenergy.Com](http://www.homerenergy.com)

Huggins, R. A. *Energy Storage: Fundamentals, Materials And Applications*. 2 Ed. Heidelberg: Springer International Publishing, 2016.

Kenfack, J., Neirac, F.P., Tatiense, T.T., Mayer, D., Fogue, M. And Lejeune, E. (2009) Micro Hydro Pv Hybrid System: Sizing A Small Hydro Pv Hybrid System For Rural Electrification In Developing Countries. *Renewable Energy*, 34, 2259-2263. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2008.12.038](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.038)

Lambert T.; Gilman P.; Lilienthal P. (2006) Micropower System Modeling With Homer. In: Farret F. A.; Simões M. G. *Integration Of Alternative Sources Of Energy*. 1. Ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006. Cap. 15.

Lambert, T.W., Gilman, P. And Lilienthal, P.D. (2005) Micropower System Modeling With Homer. In: Farret, F.A. And Simões, M.G., Eds., *Integration Of Alternative Sources Of Energy*, John Wiley & Sons, Hoboken, 379-418. [Http://Dx.Doi.Org/10.1002/0471755621.Ch15](http://dx.doi.org/10.1002/0471755621.ch15)

Lilienthal, P.D., Lambert, T.W. And Gilman, P. (2004) Computer Modeling Of Renewable Power Systems. In: Cleveland,C.J., Ed., *Encyclopedia Of Energy*, Elsevier, Amsterdam, 633-647. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/B0-12-176480-X/00522-2](http://dx.doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00522-2)

Maher, P., Smith, N.P.A. And Williams, A.A. (2003) Assessment Of Pico Hydro As An Option For Off Grid Electrification In Kenya. *Renewable Energy*, 28, 1357-1369. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/S0960-1481\(02\)00216-1](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00216-1)

Margeta, J. And Glasnovic, Z. (2010) Feasibility Of The Green Energy Production By Hybrid Solar + Hydro Power System In Europe And Similar Climate Areas. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 14, 1580-1590. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Rser.2010.01.019](http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.019)

Margeta, J. And Glasnovic, Z. (2011) Exploitation Of Temporary Water Flow By Hybrid Pv Hydroelectric Plant. *Renewable Energy*, 36, 2268-2277. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2011.01.001](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.001)

Muhida, R., Mostavan, A., Sujatmiko, W., Park, M. And Matsuura, K. (2001) The 10 Years Operation Of A Pv Micro Hydro Hybrid System In Taratak, Indonesia. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 67, 621-627. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/S0927-0248\(00\)00334-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00334-2)

Nfah, E.M. And Ngundam, J.M. (2009) Feasibility Of Pico Hydro And Photovoltaic Hybrid Power Systems For Remote Villages In Cameroon. *Renewable Energy*, 34, 1445-1450. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Renene.2008.10.019](http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.10.019)

O'hayre, R.; Cha, S.; Colella, W. G.; Prinz, F. B. *Fuel Cell Fundamentals*. 3. Ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2016. 580p.

Ramos, H. And Borga, A. (1999) Pumps As Turbines: An Unconventional Solution To Energy Production. *Urban Water*, 1, 261-263. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/S1462-0758\(00\)00016-9](http://dx.doi.org/10.1016/S1462-0758(00)00016-9)

Ramos, H. Covas, D. e Araújo, L. (2004) Válvulas Redutoras De Pressão E Produção De Energia., Sétimo Congresso Das Águas APRH., Lisboa – Portugal, 2004.

Santafé, M.R., Gsbert, P.S.F., Romero, F.J.S., Soler, J.B.T., González, J.J.F. And Gisbert, C.M.F. (2014) Implementation Of A Photovoltaic Floating Cover For Irrigation Reservoirs. *Journal Of Cleaner Production*, 66, 568-570. [.Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Jclepro.2013.11.006](http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.11.006)

Santarelli, M. And Macagno, S. (2004) Hydrogen As An Energy Carrier In Stand Alone Applications Based On Pv And Pv Micro Hydro Systems. *Energy*, 29, 1159-1182. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/J.Energy.2004.02.023](http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2004.02.023)

[SNL.com/articles/406131251.png](https://www.snl.com/articles/406131251.png)<https://www.snl.com/articles/406131251.png>, Acessado Em: 21 Fev. 2022.

Stelzer, R.S. And Walters, R.N. (1977) Estimating Reversible Pump Turbine Characteristics. U.S. Department Of Interior, Bureau Of Reclamation, Denver.

Teixeira, L.E. (2014) Hydroelectric Power Generation In Water Supply Dams. Master Dissertation, Programa De Pós Graduação Em Recursos Hídricos E Saneamento Ambiental, Instituto De Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul. (In Portuguese)

Thorus(2020). Disponível Em: <https://thorusengenharia.com.br/valvula-redutora-de-pressao-o-que-e-como-funciona-aonde-usar-como-escolher-como-dimensionar-exemplos/#1>

Varun, N.H., Kumar, A. And Yadav, S. (2011) Experimental Investigation Of Centrifugal Pump Working As Turbine For Small Hydropower Systems. *Energy Science And Technology*, 1, 79-86.

Williams, A.A. (1996) Pumps As Turbines For Low Cost Micro Hydro Power. *World Renewable Energy Congress*, 9,1227-1234. [Http://Dx.Doi.Org/10.1016/0960-1481\(96\)88498-9](http://dx.doi.org/10.1016/0960-1481(96)88498-9).

Yüksel, I. 2010. "Hydropower for Sustainable Water and Energy Development." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (1): 462–469. doi:10.1016/j.rser.2009.07.025.