

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

JONAS CARVALHEIRA COSTA

ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA EM CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Itajubá/MG
Junho de 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE ENERGIA

JONAS CARVALHEIRA COSTA

ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA EM CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Dissertação a ser submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em ENGENHARIA DE ENERGIA.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos - PGSE

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Itajubá/MG
Junho de 2018

RESUMO

CARVALHEIRA, J. **Armazenamento e Geração de Energia em Centrais Hidrelétricas Reversíveis**. 2018. 92 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 18 de Junho de 2018.

Este trabalho de dissertação apresenta o desenvolvimento de uma otimização para o despacho das centrais geradoras de um dado sistema elétrico de potência. A otimização é usada para fazer simulações de cenários de diferentes matrizes elétricas, considerando a inserção de Centrais Hidrelétricas Reversíveis, a fim de testar ganhos técnico-econômicos provenientes do armazenamento de energia em larga escala no atendimento à carga. Para fazer essa avaliação foram indicados 3 cenários de estudo: O Cenário 1, com uma matriz de base hidrelétrica. O Cenário 2, com uma matriz de base termelétrica. O Cenário 3, com uma matriz totalmente renovável. Os resultados das simulações dos cenários foram avaliados para comprovar a efetividade do armazenamento de energia nas Centrais Hidrelétricas Reversíveis em tornar o custo médio da geração de energia elétrica (MWh) mais baixo em sistemas de base hídrica, térmica (operando com inflexibilidade de despacho de algumas centrais) e composto somente por fontes renováveis. Esta dissertação aborda o tema do armazenamento de energia em Centrais Reversíveis sob a ótica energética e econômica.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, Centrais Hidrelétricas Reversíveis, Inflexibilidade Térmica, Fontes Renováveis, Despacho Ótimo, Viabilidade Técnico-Econômica, Nivelamento de Carga.

ABSTRACT

CARVALHEIRA, J. **Storage and Power Generation in Reversible Hydroelectric Plants.** 2018. 92 p. Master Thesis. Postgraduate Program of Energy Engineering. Federal University of Itajubá - UNIFEI. Itajubá, 18th June 2018.

This thesis presents the development of an optimization for the dispatch of power plants in a proposed electric power system. The optimization is used to make scenario simulations of different electric matrices, considering the insertion of Hydroelectric Pumped Storage Plants, in order to test technical and economic gains from large-scale energy storage operating in load leveling. Three study scenarios were proposed to make this evaluation: Scenario 1, with a hydropower based matrix. Scenario 2, with a thermoelectric based matrix. Scenario 3, with an all renewables matrix. The results of the scenario simulations were evaluated to verify the effectiveness of energy storage in Pumped Storage Plants in making the average cost of electricity generation (MWh) lower in hydro-based, termal-based (operating with dispatch inflexibility of some plants), and in all renewables matrices. This thesis addresses the topic of energy storage in Pumped Storage Plants from the energy and economic perspective.

Key-words: Energy Storage, Hydro-Pumped Storage Plants, Thermal Inflexibility, Renewable Sources, Optimum Dispatch, Technical and Economic Feasibility, Load Leveling.

Conteúdo

1.	Introdução.....	11
1.1.	Motivação	12
1.2.	Contextualização.....	13
1.3.	Justificativa	14
1.4.	Objetivos.....	15
1.5.	Resumo dos capítulos da dissertação	16
2.	Sistemas de armazenamento de energia	17
2.1.	Ar-comprimido (CAES).....	18
2.2.	Armazenamento de energia térmica (TES).....	19
2.3.	Baterias Eletroquímicas	20
2.3.1	Baterias Eletroquímicas de um eletrólito.....	20
2.3.2	Baterias de Fluxo	21
2.4.	Células de Combustível	22
2.5.	Centrais hidrelétricas reversíveis	24
2.6.	Comparações e aspectos gerais de acumuladores	24
3.	Centrais Hidrelétricas Reversíveis.....	27
3.1.	Considerações iniciais.....	28
3.2.	Aspectos técnicos das reversíveis	29
3.3.	Arranjos de Máquinas Hidráulicas e Elétricas	33
3.3.1	Grupo Binário	34
3.3.2	Grupo Ternário ou Tandem	36
3.3.3	Grupo Quaternário	39
3.3.4	Tempos de comutação ou de troca de unidade nos grupos geradores	40
3.4.	Grupo binário <i>versus</i> grupo ternário	42
3.5.	Central reversível de velocidade variável	43
3.6.	CHR e a integração de fontes intermitentes.....	47
3.7.	Tendências das Centrais Hidrelétricas Reversíveis	48
3.7.1	Ilhas Verdes de Potência.....	48
3.7.2	A Ilha de Energia.....	52
3.8.	Centrais Hidrelétricas Reversíveis no Brasil	53
3.8.1	Central Elevatória de Pedreira	54
3.8.2	Central elevatória de Traição.....	55
3.8.3	Central elevatória de Vigário.....	55
3.8.4	Central elevatória Edgard de Souza.....	56
3.8.5	Estudo de viabilidade técnico-econômica ELETROBRAS.....	56

3.9. Oportunidades e Desafios	58
3.9.1 Oportunidades.....	58
3.9.2 – Desafios e Barreiras	60
4. Análise Energética	61
4.1. Matriz eletroenergética	63
4.2. Modelo para despacho ótimo da geração.....	68
4.3. Formulação de Cenários	71
4.3.1 Cenário 1.....	74
4.3.2 Cenário 2.....	75
4.3.3 Cenário 3.....	76
4.4. Simulações dos Cenários	77
4.4.1 Simulações, Cenário 1	77
4.4.2 Simulações, Cenário 2	79
4.4.3 Simulações, Cenário 3	84
5. Conclusão	88
REFERÊNCIAS	91

Lista de Figuras

Figura 1 – Esquema de funcionamento do armazenamento de ar comprimido.....	18
Figura 2 – Sistema de acumulação eletroquímico com dois eletrólitos.	22
Figura 3 – Diagrama típico de uma célula de combustível	23
Figura 4 – Tecnologias de acumulação e sua capacidade.	25
Figura 5 – Capacidade instalada (MW) de armazenamento conectado à rede em 2010.	25
Figura 6 – Capacidade hidrelétrica instalada comparada à capacidade mundial e participação das CHR.....	27
Figura 7 – Evolução da capacidade mundial de centrais reversíveis para 2020, centrais operacionais, em construção e contratadas.	28
Figura 8 – Estrutura primordial de uma CHR.	30
Figura 9 – Exemplos de turbinas-bombas utilizadas em projetos pioneiros de CHR.	32
Figura 10 - Desenhos esquemáticos das tecnologias A e B das centrais de Rodund II e Langenprozelten, respectivamente.	35
Figura 11 – Central reversível Vianden, Luxemburgo, grupo ternário com turbina de partida e acoplamento de engrenagens da bomba.	38
Figura 12 – Esquema de conexões da MADA, operação de velocidade variável em CHR. ...	45
Figura 13 – Topologia de circuito sugerida por Suul, para operação de CHR de velocidade variável com máquina síncrona.	46
Figura 14 – Comportamento p.u. da carga e do recurso eólico na mesma base de potência em um dia médio do período seco no sistema elétrico de potência brasileiro..	48
Figura 15 – Modos de operação de geração e acumulação de energia.....	49
Figura 16 – A. Ilha Verde Manama. B. Ilha Verde Flórida.....	51
Figura 17 – A. Estação de armazenamento de energia por bombeamento reverso. B. Perspectiva conceitual dos sistemas de geração e armazenamento.	52
Figura 18 – A. Central Elevatória de Pedreira, São Paulo. B. Central Elevatória de Traição, São Paulo.	55
Figura 19 – Matriz elétrica e sistema de potência para atendimento à carga com CHR.....	64
Figura 20 – Representação do despacho da geração durante um dia.	66
Figura 21 – Comportamento da geração fotovoltaica global na Califórnia durante o eclipse solar do dia 21 de agosto de 2017.....	67
Figura 22 – Recurso eólico disponível em um dia médio no estado brasileiro do Ceará.....	72
Figura 23 – Recurso solar disponível em um dia médio de setembro no estado americano Novo México.	72
Figura 24 – Duração de vazões da série histórica de 10 anos para o Rio Grande no sudeste brasileiro.	73
Figura 25 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema de base hídrica.	74
Figura 26 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema de base hídrica com aumento da participação das fontes eólica e solar no horizonte 2030.	74
Figura 27 – Mix de fontes de Energia por potência instalada em um sistema de base térmica.	75
Figura 28 – Aumento de renováveis no sistema térmico no horizonte 2027.	75
Figura 29 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema composto somente por fontes renováveis no horizonte 2050. CSP – Solar Térmica Concentrada.	76
Figura 30 – Despacho ótimo para a matriz hidrotérmica sem CHR.....	77
Figura 31 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 1 (2030), sistema opera com CHR.	78
Figura 32 – Despacho ótimo da geração no Cenário 2, caso base, com inflexibilidade nuclear.	80

Figura 33 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 2 (base) com flexibilidade nuclear. .81	
Figura 34 – Despacho ótimo da geração com crescimento de renováveis, gerando com inflexibilidade térmica a carvão e nuclear. 83	
Figura 35 – Despacho ótimo da geração com crescimento de renováveis, gerando com inflexibilidade térmica a carvão e nuclear, com CHR. 84	
Figura 36 – Despacho ótimo da geração no Cenário 3, Sistema sem armazenamento. 85	
Figura 37 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 3, Sistema operando com CHR. 86	

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tecnologias de acumuladores eletroquímicos de um eletrólito e suas características eletroenergéticas-----	21
Tabela 2 – Estado atual das tecnologias de armazenamento e sua aplicação sistêmica-----	26
Tabela 3 - Exemplos de CHR construídas com grupos binários nos moldes A, B e C -----	35
Tabela 4 - Tabela resumo tipos construtivos dos grupos com seus tempos de manobra -----	41
Tabela 5 – Ilhas Verdes de Potência e suas características de sistemas de potência e energia	50
Tabela 6 – Ilhas verdes de potência e seu impacto energético nos locais de instalação -----	50
Tabela 7 – CHR construídas no Brasil no século-----	54
Tabela 8 - CHR modelo propostas para o Brasil, próximas às principais capitais, no estudo ELETROBRAS de reversíveis de 1979 e suas características técnicas. -----	57
Tabela 9 – Custos normalizados de energia elétrica. -----	70
Tabela 10 - Preço da energia por fonte considerado no Cenário 1 (2030). -----	78
Tabela 11 - Resultados da Simulação para o Cenário 1 (2030).-----	79
Tabela 12 – Preço da energia considerado no Cenário 2, por fonte -----	80
Tabela 13 – Resultados da simulação para o Cenário 2, nuclear inflexível -----	81
Tabela 14 – Resultados da simulação para o Cenário 2, nuclear flexível.-----	82
Tabela 15 – Preços da energia usados no Cenário 2, por fonte. -----	82
Tabela 16 – Resultados da simulação para o Cenário 2 (2027), centrais térmicas inflexíveis	84
Tabela 17 – Preços da energia usados por fonte no Cenário 3.-----	86
Tabela 18 – Resultados da Simulação no Cenário 3 -----	87

Lista de Acrônimos

AC – Corrente Alternada
AMA – Acompanhamento de Dados Anemométricos
ANA – Agência Nacional de Águas
CAES – *Compressed Air Energy Storage*
CHR – Central Hidrelétrica Reversível
CSP – *Concentrated Solar Power* – Solar por concentração térmica
CVU – Custo Variável Unitário
DC – Corrente Contínua
DOE – *Department of Energy of the United States*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
IEA – *International Energy Agency*
IOPAC – *Inverse Offshore Pump Accumulation Central*
IVP – Ilhas Verdes de Potência
MADA – Máquina Assíncrona Duplamente Alimentada
MADA – Motor Assíncrono Duplamente Alimentado
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*
ONS – Operador Nacional do Sistema
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SFC – *Static Frequency Converter*
SIN – Sistema Interligado Nacional
TES – *Thermal Energy Storage*
WEC – *World Energy Council*

1. Introdução

Pode-se afirmar que a implementação das tecnologias para armazenamento de energia é a principal fronteira de desenvolvimento a ser ultrapassada para a construção de um sistema elétrico de potência (SEP) flexível, capaz de absorver as novas características de operação e as novas fontes renováveis de energia, possibilitando uma operação mais equalizada do despacho da geração em relação à carga. A crescente demanda por fontes energéticas, a crescente busca de soluções sustentáveis e renováveis em sistemas de geração de energia elétrica e a crescente eletrificação das cargas estão sugerindo e demandando novas topologias dos SEP. Toda energia elétrica gerada deve ser consumida em tempo real, assim como a geração deve atender à carga instantaneamente. Com a maior hibridização dos SEP, a maior diversificação de fontes de energia, como a inserção das fontes eólica e fotovoltaica, os períodos de recurso renovável disponível e os períodos de cargas máximas, podem não ser, e muitas vezes não são coincidentes. Dessa maneira, parte dessa energia extra disponível em períodos de baixa carga pode ser armazenada para ser utilizada durante o período de demandas máximas do dia, evitando o despacho de centrais que usam combustíveis fósseis, mais poluentes e por muitas vezes com maior custo energético por MWh.

Será cada vez mais necessário armazenar energia para utilização em ciclos de tempo menores que os trimestrais, semestrais ou anuais. Seja essa energia para o alívio do pico de demanda, seja para a acomodação da variabilidade da geração das energias renováveis, seja para a preservação dos usos gerais do recurso hídrico. O portfólio das tecnologias de armazenamento de energia pode ser classificado em faixas de aplicação na rede elétrica e essas tecnologias podem ser classificadas em termos de sua relação de potência e energia.

Existem essencialmente três diferentes locais no SEP onde o armazenamento pode ser instalado: atrás do medidor (*behind the meter*), na rede de distribuição e na rede básica (*Bulk Storage*), geralmente próximo às centrais que geram energia elétrica (S. DAVID FREEMAN; LEAH Y PARKS, 2016).

Este trabalho apresenta um desenvolvimento usando a tecnologia de armazenamento hidráulico através de centrais hidrelétricas reversíveis (CHR) fazendo uma abordagem técnico-econômica para o despacho ótimo de um sistema elétrico de potência de grande escala com armazenamento de energia. Para a aplicação citada, em termos de potência instalada, a solução de armazenamento mais utilizada no mundo é a de CHR, que tem por princípio armazenar energia potencial gravitacional na água em um reservatório mais elevado, por bombeamento, liberando essa água para geração de energia, valendo-se da tecnologia madura usada em centrais hidrelétricas convencionais.

Atualmente as CHR tradicionais são usadas para armazenar energia conectadas à rede elétrica, embora também haja projetos dessas centrais em sistemas isolados. Podem ser aproveitamentos naturais em ilhas e em regiões de montanha. Projetos futuros também preveem centrais de acumulação marítimas que armazenarão energia intermitente de fontes renováveis nas regiões costeiras, e estão sendo chamadas de Ilhas Verdes de Potência, descritas no Capítulo 3, sub item 3.7.2. A análise da utilização dessa tecnologia sob uma ótica sistêmica de despacho ótimo da geração é o tema desse trabalho.

1.1. Motivação

A motivação para a elaboração deste trabalho vem da percepção da mudança de paradigma na concepção dos grandes sistemas elétricos, impulsionada pela nova consciência ambiental planetária e pela maturidade das tecnologias para geração de energia elétrica de fontes renováveis. Essa mudança impõe uma nova concepção no planejamento e operação do SEP, demandando que haja armazenamento de energia para equalizar o desbalanço oferta-demanda causado pela variabilidade do recurso energético. Em face da instalação de grandes blocos de potência de sistemas para a captação, principalmente de energia eólica e solar, faz-se necessário um armazenamento de magnitude compatível a esses níveis de potência instalada. Portanto, este trabalho aborda, em uma análise eletroenergética, a utilização de Centrais Hidrelétricas Reversíveis como tecnologia de armazenamento para o nivelamento de carga em grandes SEP. Entre os motivos para escolher essa tecnologia de baterias como objeto de estudo está a sua maior capacidade de armazenar e gerar energia com alto nível de potência instantânea, possibilitando a aplicação de armazenamento de grandes blocos de energia proveniente de fontes renováveis.

1.2. Contextualização

A ideia de armazenar energia não é nova, mas o aumento da carga, a eletrificação de sistemas energéticos e o aumento de produtos e utilidades elétricas no mercado passam a demandar uma nova concepção sistêmica dimensionante do armazenamento que deve ser suficiente para balancear as variações entre a geração e a demanda. Para a inserção de fontes renováveis não despacháveis será necessária uma magnitude diferente desse recurso com novas variáveis de controle. Construir mais capacidade instalada de armazenamento pode ser uma alternativa melhor do que construir centrais térmicas à derivados de petróleo para atender demandas de pico. As estruturas de armazenamento são tipicamente mais fáceis e rápidas de se instalar e virtualmente não produzem emissões de gases de efeito estufa. (S. DAVID FREEMAN; LEAH Y PARKS, 2016)

Devido aos crescentes problemas ambientais, aos choques nos preços do petróleo e derivados, ao desenvolvimento tecnológico ininterrupto, ao desenvolvimento de países do terceiro mundo, ao grande crescimento da população mundial e por consequência, ao aumento da demanda por energia, o uso de fontes renováveis está crescendo e se consolidando como uma opção indispensável para o abastecimento energético de qualquer região ou país. Com exceção das fontes à biomassa, termo solar com armazenamento e centrais hidrelétricas com reservatório, a potência instantânea disponível nos sistemas de energia renovável depende da variabilidade diária e sazonal dos recursos naturais renováveis utilizados para gerar energia elétrica(CANALES; BELUCO; MENDES, 2015).

O desafio da variabilidade da energia renovável natural afluyente é tal que num sistema elétrico de potência a geração deve coincidir com a demanda instantaneamente. Esse balanço do fluxo de potência no sistema de corrente alternada (AC) é regulado através da atuação no controle da frequência e da tensão. Os valores típicos de frequência utilizados para operação do sistema de corrente alternada são de 50Hz ou 60Hz. Quando o consumo excede a oferta, a carga adicional desacelera os geradores e a frequência cai. Quando há um corte de carga, as máquinas síncronas aumentam sua velocidade de rotação, aumentando a frequência do sistema.

As centrais hidrelétricas reversíveis são a principal tecnologia utilizada no mundo para propósitos de armazenamento de energia elétrica em grande escala, mas suas máquinas também podem ser utilizadas a vazio, operando como compensadores síncronos para o sistema, contribuindo com o controle da tensão e da frequência. (VENNEMANN et al., 2011)

Dessa maneira, as centrais elétricas movidas por fontes primárias renováveis operam com maior aproveitamento quando há o componente de armazenamento atuando de forma híbrida. Quando integrados à rede elétrica, os dois modos fundamentais de funcionamento das baterias são: 1) como “carga” quando acumulam energia elétrica, ou 2) como “gerador” durante os períodos em que fornecem eletricidade para a rede.

Os métodos de armazenamento de energia podem classificar-se em: elétricos, eletroquímicos, mecânicos, potenciais e térmicos. Com relação a sua saída ou tipo de energia entregue, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) categoriza as tecnologias de armazenamento em dois tipos: elétrica e térmica. Destas duas categorias citadas pela IEA (2014), só a primeira é de interesse para este trabalho. No segundo capítulo do texto serão abordados os aspectos principais das tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

1.3. Justificativa

Foi escolhido estudar o componente de armazenamento: Central Hidrelétrica Reversível, para aprender saber avaliar qual a magnitude desse recurso é necessária para reduzir os custos de operação de uma matriz elétrica dado que essa é uma tecnologia capaz de armazenar e despachar grandes blocos de potência e energia, madura e comercialmente usada desde 1939 em muitos lugares do mundo. Um exemplo de aplicação que foi testado é a substituição do despacho térmico, principalmente de fontes fósseis, unicamente para o suprimento da demanda de ponta, desde que a energia tenha sido armazenada com excedentes de potenciais renováveis.

As reversíveis podem ser dimensionadas em até 4000 MW de potência instalada, tem eficiências cíclicas de 76% – 87%, e vida útil longa, entre 50 – 60 anos ou até mais. Para exemplificar, uma CHR com um reservatório com 1km de diâmetro, 25m de profundidade e 200m de queda, pode armazenar água para gerar até 10.000 MWh.(HUFF et al., 2013).

Variações na geração de energia eólico-fotovoltaica são inevitáveis e não podem ser coincidentes com as das mudanças no consumo. A geração de energia renovável o armazenamento e a eletrificação das cargas são os principais vetores para fazer a transição de uma base energética de combustíveis fósseis para uma base de renováveis, desde que sejam tecnologias capazes de manter os níveis sistêmicos de fator de potência, estabilidade e qualidade de energia.

A “bateria de água”, é largamente utilizada e ainda promissora para a absorção das flutuações da geração variável. Contudo, a geração hidrelétrica, no futuro, pode ser afetada pelos fenômenos de mudança do clima. O potencial impacto ainda é pouco conhecido e deve ser investigado mais detalhadamente pelos agentes do setor. Pontos chave e desafios para os novos projetos hidrelétricos incluem a escassez dos recursos hídricos em muitas partes do mundo, o impacto social e ambiental das grandes plantas e as longas distâncias dos recursos disponíveis aos centros consumidores (principalmente na América Latina e China). Esses desafios podem limitar a utilização dos novos potenciais hidrelétricos para armazenamento de energia. Os objetivos simultâneos dos atuais sistemas de energia elétrica estão em um triângulo de: eficiência, garantia do fornecimento e compatibilidade ambiental (DOETSCH et al., 2015)

1.4. Objetivos

O objetivo desse estudo é simular um sistema técnico-econômico para avaliar a efetividade da inserção de CHR num sistema elétrico de potência, através de seu despacho ótimo. A premissa principal é de que uma CHR pode desempenhar um papel fundamental no gerenciamento de grandes blocos de energia. Também são objetivos, estudar mudanças e possíveis melhorias para o balanço de potência e nivelamento de carga através do armazenamento em centrais reversíveis e dimensionar qual sua potência instalada necessária para dados cenários de matrizes energéticas e preços por MWh por fonte energética, resultando em um maior e melhor níveis de integração e participação dessas fontes na geração de energia global.

1.5. Resumo dos capítulos da dissertação

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução aos conceitos base para o desenvolvimento do trabalho, bem como a descrição da motivação, justificativas e objetivos do estudo.

O Capítulo 2 traz uma visão geral sobre as tecnologias de armazenamento utilizadas atualmente, os materiais empregados para armazenar energia e a faixa de aplicação de potência e energia de cada tecnologia abordada num sistema elétrico interligado.

No Capítulo 3 está descrita a fundamentação teórica sobre as Centrais Hidrelétricas Reversíveis, desde o início do desenvolvimento da tecnologia, sua conceituação primordial, aplicações contemporâneas, até as novas concepções construtivas para operar nas redes do presente e do futuro. Também aborda oportunidades e desafios para a implantação da tecnologia de Reversíveis.

O Capítulo 4 apresenta a definição do modelo energético de uma Central Hidrelétrica Reversível, o desenvolvimento do modelo de despacho ótimo da geração, a proposição de 3 cenários compostos por matrizes elétricas distintas e, por fim, a simulação dos cenários através do despacho ótimo para avaliação das premissas teste.

O Capítulo 5 é o capítulo de conclusão do trabalho no qual há a discussão sobre os resultados alcançados com as simulações de despacho ótimo dos cenários propostos. Neste capítulo há a sugestão para trabalhos futuros com sistemas interligados que operam com Centrais Hidrelétricas Reversíveis.

2. Sistemas de armazenamento de energia

Uma bateria, ou sistema de armazenamento, permite a acumulação de energia para diferentes aplicações, sejam elas conectadas à rede ou em sistemas isoladas. Seu princípio básico de funcionamento consiste em acumular excedentes energéticos, permitindo seu uso para atender uma determinada carga quando a geração local ou global é insuficiente para atendê-la.

A acumulação de energia elétrica requer a sua conversão em outro tipo de energia: cinética, potencial ou química; a ser reconvertida em eletricidade no momento de necessidade de seu uso. Atualmente estão sendo aplicadas, para uso em sistemas elétricos de potência, as tecnologias de volantes de inércia, baterias eletroquímicas, supercondutores, supercapacitores, células de combustível, ar comprimido e centrais hidrelétricas reversíveis. (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015)

Nessa seção encontra-se uma abordagem sobre as tecnologias de armazenamento existentes para aplicação conectada à rede. Um levantamento das principais tecnologias, sua faixa de potência de aplicação, energia armazenada, eficiência na conversão e aspectos particulares de cada tipo. Existem muitas técnicas factíveis para armazenar energia, que utilizam praticamente todos os tipos de energia: mecânica, química e térmica. As tecnologias que atendem aos critérios técnicos e econômicos demandados variam consideravelmente com a aplicação e a necessidade de armazenamento de energia.

Segundo (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008), as tecnologias de armazenamento por aplicação ramificam quatro categorias:

1. Baixa potência aplicados em áreas isoladas, para alimentar transdutores e terminais de emergência.
2. Média Potência aplicados em áreas isoladas, para alimentar sistemas elétricos individuais e suprimento de vilas.
3. Alta potência, conectados à rede aplicados a nivelamento de carga de ponta.
4. Alta potência, conectados à rede aplicados ao controle da qualidade de energia.

As duas primeiras categorias são para sistemas de pequena escala onde a energia pode ser armazenada como energia cinética em volantes de inércia, energia química em baterias, ar comprimido, células a combustível (hidrogênio), supercapacitores ou supercondutores. As categorias três e quatro são para sistemas de alta capacidade onde a energia pode ser armazenada como na forma de potencial gravitacional em centrais hidrelétricas reversíveis, energia térmica na forma de calor sensível ou latente, energia química ou ar comprimido. A seguir, são descritos os principais aspectos das tecnologias de armazenamento para conexão à rede:

2.1. Ar-comprimido (CAES)

A tecnologia de ar comprimido encontra-se em desenvolvimento avançado e conta com vários projetos em funcionamento, principalmente no Reino Unido. Uma planta de compressão usa aproximadamente dois terços da potência nominal da turbina para comprimir o ar de combustão. O sistema funciona utilizando uma turbina à gás com separação dos processos de compressão e combustão. Durante o período de carga, o compressor é acoplado à máquina elétrica, que opera como motor comprimindo o ar. O ar comprimido é armazenado em uma caverna subterrânea selada. Durante o período de descarga o ar que foi comprimido é descarregado na turbina, que neste modo de operação conecta-se à máquina elétrica, operando como gerador, alimentando o processo de combustão da turbina. (Lerch, 2007). O diagrama de funcionamento de um sistema de ar comprimido é mostrado na Figura 1.

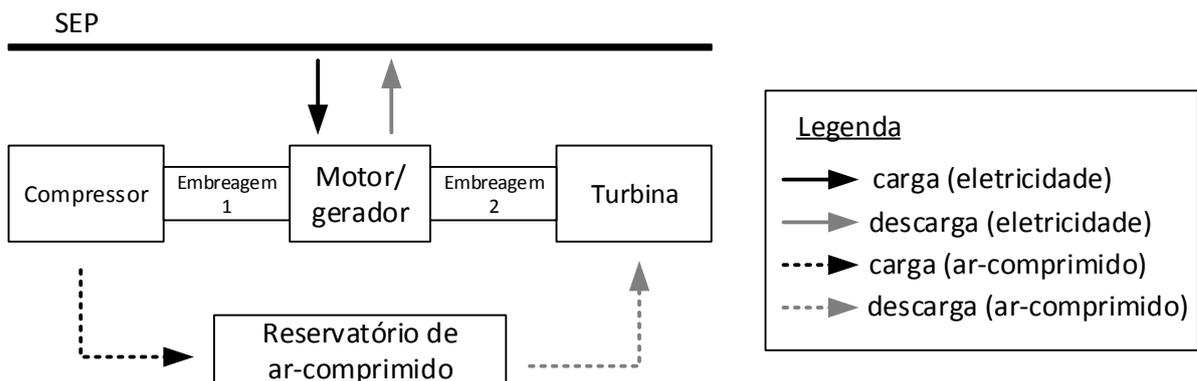


Figura 1 – Esquema de funcionamento do armazenamento de ar comprimido.(IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008)

Para comprimir o ar, geralmente são usados três tipos de reservatórios, aquíferos naturais, cavernas de sal de projetos de mineração desativados e reservatórios construídos em formações rochosas.

O ar comprimido atinge pressões de 40 a 70 bar nos reservatórios a temperaturas próximas da ambiente. A densidade de energia armazenada é cerca de 12kWh/m³, com eficiência média de 70%. A primeira planta de armazenamento de ar-comprimido a entrar em operação comercial no mundo foi comissionada em novembro de 1978 em *Huntorf*, na Alemanha.

2.2. Armazenamento de energia térmica (TES)

Existem dois tipos de armazenamento de energia térmica e classificam-se quanto ao uso do calor sensível ou do calor latente. TES é o termo em inglês para esse tipo de tecnologia e o acrônimo pode ser expandido como *Thermal Energy Storage*.

As TES à calor latente de fusão usam a transição de fase líquido-sólido do material a temperatura constante. Durante o processo de acumulação a massa de material, por exemplo hidróxido de sódio, passa do estado sólido ao estado líquido e durante o processo de descarga do estado líquido ao estado sólido. Quanto mais alta for a temperatura do material líquido, maior será a energia armazenada, a entalpia de fusão aumenta com o aumento da temperatura de fusão do material utilizado. (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008) Ainda segundo o autor, essa tecnologia pode ser utilizada em processos industriais associada a boilers elétricos aplicados a processos produtivos com demanda de vapor variável, evitando consumo adicional de energia elétrica.

As TES à calor sensível também usam um material granulado (sódio, sais derretidos, água pressurizada, entre outros) que não muda de estado durante a etapa de acumulação. A energia é recuperada para produzir vapor e acionar uma turbina. Essa é uma aplicação diretamente ligada a um sistema elétrico de potência e pode armazenar energia em horários de baixa demanda para utilizá-la quando a carga estiver no pico. A central solar de acumulação de *Thémis* na França, com 2MW de potência instalada e comissionada em 1983, é um exemplo de armazenamento de calor para fazer a regulação da energia térmica solar, está dimensionada para armazenar 40MWh de energia térmica, o equivalente a quase 1 dia médio de sol em 550 toneladas de sal fundido. Os sais fundidos são nitrato de potássio (53%), nitrito de sódio (40%) e nitrato de sódio (7%), operando entre as temperaturas mínima de 250°C e máxima de 450°C.

2.3. Baterias Eletroquímicas

As baterias armazenam energia na forma eletroquímica através da criação de íons eletricamente carregados. No modo de carregamento a corrente contínua aplicada é convertida em energia potencial química. No modo de descarga a energia química armazenada é reconvertida em corrente elétrica contínua, fornecendo energia. A conexão ao SEP de sistemas de armazenamento que utilizam baterias é feita através de eletrônica de potência, retificando a corrente alternada no modo de carregamento e invertendo a corrente contínua para alternada no modo de descarga. (HUNT, 1998).

As baterias podem ser subdivididas em dois grandes grupos principais: as de um eletrólito e as de dois eletrólitos ou de fluxo. Desse modo quando são citadas baterias eletroquímicas no texto é referente às de um eletrólito, ficando o termo específico, baterias de fluxo para a tecnologia de dois eletrólitos. A tecnologia de baterias é o tipo de armazenamento mais comum em uso e compreende princípios operacionais e utilização de materiais distintos. Seu processo cíclico de carga e descarga não produz emissões nocivas ao meio ambiente e requerem pouca manutenção. No entanto, sua construção nas diversas combinações de compostos metálicos pode ser nociva ao ambiente e à população humana se as pilhas eletroquímicas forem descartadas em lixo convencional.

As baterias usadas em sistemas elétricos, quando atingem o final de sua vida útil, devem ser devolvidas ao fabricante, para que possam ser submetidas ao processo de tratamento de minérios, reciclagem dos materiais ou utilização dos materiais em outras aplicações metalúrgicas.

2.3.1 Baterias Eletroquímicas de um eletrólito

As baterias eletroquímicas operam utilizando os mesmos eletrodos tanto para carga quanto para descarga. São chamadas de baterias eletroquímicas e as principais tecnologias atualmente empregadas são as de chumbo-ácido, níquel-cádmio, hidreto metálico de Cádmio, sódio-enxofre, íons de lítio e polímeros de lítio. Em linhas gerais, um ponto forte dessas baterias é sua alta densidade de energia, outro é o alto grau de maturidade tecnológica. No entanto, seu principal ponto fraco é a baixa durabilidade para ciclos de descarga profunda, que vai de 100 a 1000 ciclos.

As baterias químicas de um eletrólito são amplamente usadas em sistemas portáteis e em aplicações permanentes como backup de emergência, armazenamento de energia renovável em áreas isoladas, controles de tensão e frequência na rede, entre outras aplicações. As características de densidade de energia, potência e a eficiência cíclica de cada tipo de tecnologia pode ser observada na Tabela 1.

Tabela 1 – Tecnologias de acumuladores eletroquímicos de um eletrólito e suas características eletroenergéticas. Elaborado a partir de (MUHAMMAD H. RASHID, 2015)

Tecnologia	Densidade de energia (Wh/kg)	Densidade de potência (W/kg)	Eficiência cíclica	Número de ciclos
Chumbo-ácido	30 – 55	70	>80%	200 – 2000
Níquel-cádmio	40 – 80	150	75%	500 – 2000
Níquel-ferro	50 – 60	100	65%	1500 – 2000
Ni-MH*	60 – 100	220	70%	750 – 3000
NaS ^{2*}	100 – 240	200	80%	2000@300-400°C
LiFeS	400	200	80%	>1000@400-450°C
Íon de lítio	150 – 500	250 – 450	90 – 95%	>2000
Lítio-polímero	130 – 200	1000-7500	90%	>1200

Hidreto de níquel-metal. ^{2}Sódio-enxofre. ^{3*}Sulfito de ferro-lítio

2.3.2 Baterias de Fluxo

As baterias eletroquímicas de fluxo são acumuladores que convertem energia elétrica em energia química potencial ao carregar duas soluções de eletrólitos líquidos e que reconvertem a energia química em energia elétrica para o sistema. (Ponce de León et al, 2006).

Nos últimos 10 anos três tipos de baterias de fluxo tem sido desenvolvidas até o estágio de demonstração e utilização, os tipos bateria de fluxo de vanádio (VRB), brometo de plissulfito (PSB) e a de brometo de zinco (ZnBr).

O nome bateria de fluxo é dado devido à reação de oxirredução que ocorre entre os dois eletrólitos no sistema. Em uma célula de bateria de fluxo, os dois eletrólitos são separados por uma membrana semipermeável, essa membrana permite o fluxo de íons e impede que os líquidos se misturem. O contato elétrico entre os eletrólitos e a carga é feito com materiais

condutores inertes em contato com os líquidos e à medida em que os íons fluem através da membrana uma corrente elétrica flui por uma carga conectada aos terminais condutores.

O esquema de funcionamento de uma bateria de fluxo pode ser observado na Figura 2. Em cada modo de operação a bateria pode fornecer energia elétrica ou armazenar energia química.

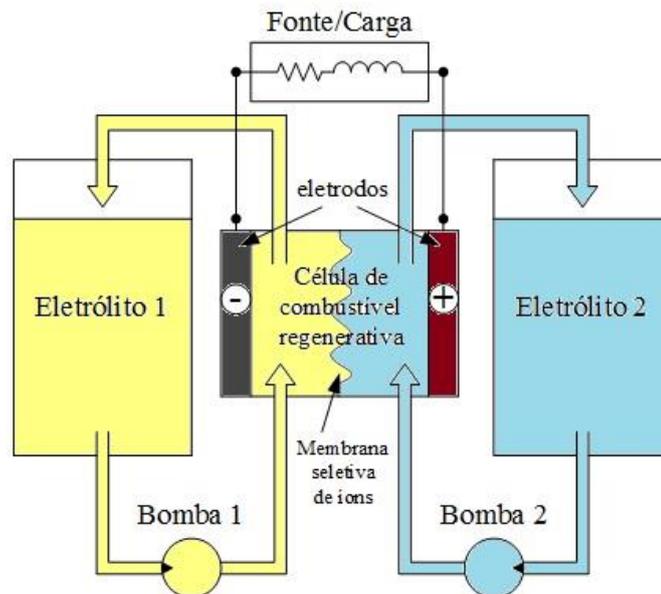


Figura 2 – Sistema de acumulação eletroquímico com dois eletrólitos.

2.4. Células de Combustível

Uma célula de combustível é um equipamento de armazenamento de energia eletroquímica no qual a energia química do combustível é convertida diretamente em energia elétrica. Uma célula de combustível tem o princípio de funcionamento similar ao de uma bateria convencional, a principal diferença entre elas é que a célula de combustível é suprida com reagentes externamente. Como consequência disso, uma célula de combustível nunca descarrega e pode gerar eletricidade enquanto houver suprimento de combustível. O tipo mais comum de célula de combustível é a de hidrogênio-oxigênio (MUHAMMAD H. RASHID, 2015).

Seja, uma célula de combustível alimentada com hidrogênio no anodo e com oxigênio no catodo, o oxigênio pode ser adquirido da atmosfera. Quando a reação começa o átomo de hidrogênio é dividido em prótons e elétrons que seguem caminhos diferentes, mas no final se unem no catodo.

Para dar início à reação e dividir o hidrogênio é utilizado um catalisador, os prótons seguem para o catodo pelo eletrólito enquanto os elétrons fazem seu caminho por um circuito elétrico externo que pode ser uma carga qualquer. O diagrama típico de uma célula de combustível é mostrado na Figura 3.

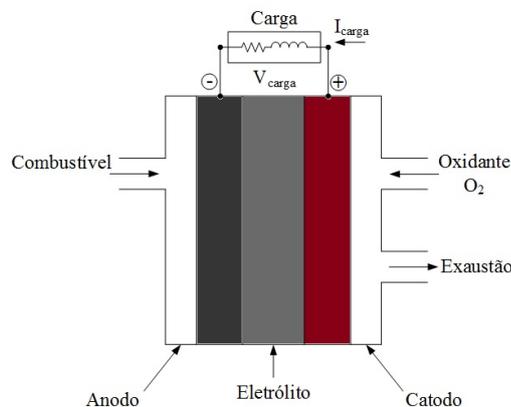
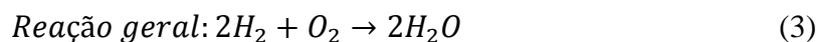


Figura 3 – Diagrama típico de uma célula de combustível

As reações químicas que acontecem dentro da célula de combustível podem ser descritas conforme as equações:



Portanto, a reação química não produz emissões de gás carbônico (CO₂) quando libera energia elétrica para alimentar uma carga. Outra vantagem das células de combustível é sua modularidade e podem ser arranjadas numa faixa de potência de 0 a 50 MW para células que produzem o hidrogênio a partir do gás natural até 100 MW ou mais, para células que reformam carvão gaseificado. O hidrogênio pode ser obtido a partir do gás natural, carvão gaseificado, metanol entre outros hidrocarbonetos. Os valores de eficiência de uma célula podem variar entre 40 e 85%. (MUHAMMAD H. RASHID, 2015)

2.5. Centrais hidrelétricas reversíveis

As centrais hidrelétricas reversíveis (CHR) são estruturas de acumulação de energia potencial hidráulica. O processo de armazenamento nessa tecnologia é feito através do bombeamento de água de um reservatório inferior até um reservatório superior, quando deseja-se utilizar a energia armazenada a água do reservatório superior é liberada gerando energia ao passar pela casa de máquinas, muito similar à de uma central hidrelétrica convencional. Como esta tecnologia é alvo de estudo desse trabalho, suas principais características serão descritas em mais detalhes no Capítulo 3.

2.6. Comparações e aspectos gerais de acumuladores

É amplamente conhecido e citado em muitas referências bibliográficas que os sistemas de armazenamento de energia traz melhorias operativas para o sistema elétrico em termos de estabilidade de potência, qualidade da energia elétrica, o controle de tensão e frequência, aumentando a confiabilidade operativa do sistema e eficiência energética. Com o crescimento e consolidação das centrais geradoras renováveis, a necessidade de sistemas de baterias mais complexos e de alto custo de implementação já é realidade e tende a se intensificar ainda mais nos próximos anos.

Na Figura 4 é possível verificar as faixas de potência e a energia armazenada para cada tecnologia de baterias elétricas mostrada nesse capítulo e mais algumas de baixa densidade de energia e potência que não são, ou são pouco utilizadas para aplicações de rede. Considerando o armazenamento em grande escala, *bulk storage*, pode-se inferir que as tecnologias de ar comprimido e CHR, são as aplicações mais indicadas, com capacidades instaladas maiores que 100 MW, permitem a descarga de grandes blocos de energia, por horas, com potências elevadas, na ordem de MW e GW.

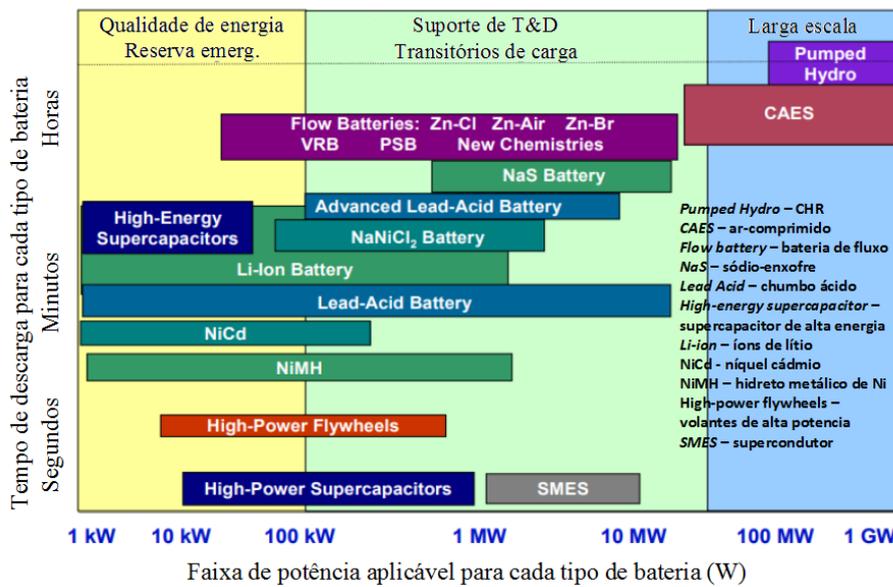


Figura 4 – Tecnologias de acumulação e sua capacidade.(RASTLER, 2010)

Conforme pode ser observado Figura 5, em 2010 as reversíveis eram a tecnologia de armazenamento de energia com maior potência construída, representando mais de 99% da capacidade instalada mundial de baterias. Na Tabela 2, observa-se que as reversíveis tem vida útil entre 30 e 70 anos e eficiência cíclica que varia entre 50 e 87%.

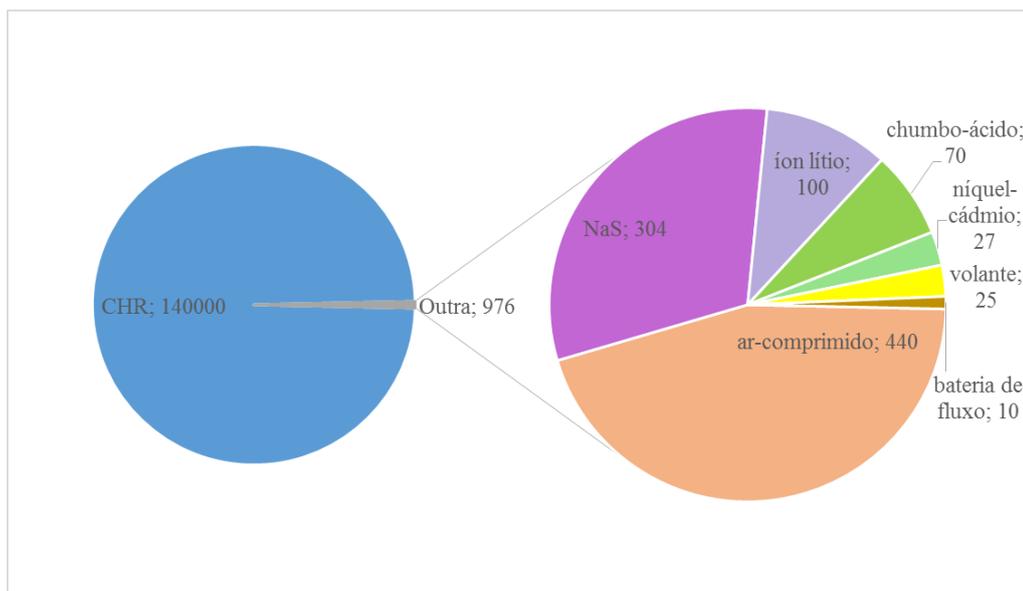


Figura 5 – Capacidade instalada (MW) de armazenamento conectado à rede em 2010.(RASTLER, 2010)

Os sistemas de reserva de ar comprimido e de energia térmica (TES), armazenam até 10 GWh de energia por ciclo numa faixa de potência instalada de 100 – 1000. Ao lado das CHR são as mais indicadas para operação em grandes sistemas elétricos de potência, regionais ou nacionais, podendo influenciar fortemente no carregamento das linhas de transmissão nos intercâmbios regionais, ao otimizar o fluxo de potência que passa pelas linhas e atenuar o pico de demanda, fazendo-se o nivelamento da carga. As características de eficiência, aplicação e custo do investimento inicial por unidade de potência das principais tecnologias de aplicação de rede, de um modo geral, podem ser melhor visualizadas e comparadas ao observar-se a Tabela 2.

Tabela 2 – Estado atual das tecnologias de armazenamento e sua aplicação sistêmica

Tecnologia	Local*	Energia fornecida	Eficiência (%)	Custo do investimento inicial (US\$/kW)	Aplicação primária
Reversíveis	Reserva sistêmica	Elétrica	50-87	500-4600	Longa duração
Ar-comprimido	Reserva sistêmica	Elétrica	27-70	500-1500	Longa duração
Sais fundidos	Reserva sistêmica	Térmica	40-93	400-700	Aplicações de alta temperatura
Baterias Químicas	Demanda Local	Elétrica	75-95	300-3500	Distribuída de curta duração
Hidrogênio	Demanda Local	Elétrica	22-50	500-750	Armazenamento de longo prazo
Volantes	T&D*	Elétrica	90-95	130-500	Curta-duração
Supercapacitores	T&D *	Elétrica	90-95	130-515	Curta-duração
Supercondutores	T&D *	Elétrica	90-95	130-515	Curta-duração

*Transmissão e Distribuição

Fonte: adaptado de (ENERGY AGENCY, 2014)

3. Centrais Hidrelétricas Reversíveis

A capacidade hidrelétrica total instalada no mundo é de 1,21 TW, isso equivale a 21% da capacidade instalada mundial, representa 16,4% da geração anual global e corresponde a 3970 TWh. Os mais importantes potenciais hidrelétricos do mundo estão na Ásia, África e América do Sul e estão dimensionados em 2,5 a 3 vezes a produção atual de energia. Está previsto que a capacidade de geração hidrelétrica seja de cerca de 1.700 GW em 2050 e a projeção é que a energia média gerada atinja de 5.000 a 5500 TWh no final do horizonte. As centrais hidráulicas fornecem pelo menos 50% da eletricidade total consumida em mais de 6 países, também fornece outros serviços ancilares como controle de cheias, abastecimento da população e irrigação de plantações, através do uso de seus reservatórios. (IEA, [World Energy Council 2017](#))

Sendo 21% a participação da capacidade instalada de centrais hidráulicas frente ao total, esta capacidade hidrelétrica subdivide-se em 18% de centrais hidrelétricas convencionais e 3% de centrais hidrelétricas reversíveis, aproximadamente 170 GW instalados de CHR no mundo atualmente. A Figura 6 mostra uma ilustração desse cenário, de onde é possível destacar a participação da tecnologia de armazenamento em CHR e confirmar a importância do armazenamento de energia em larga escala.

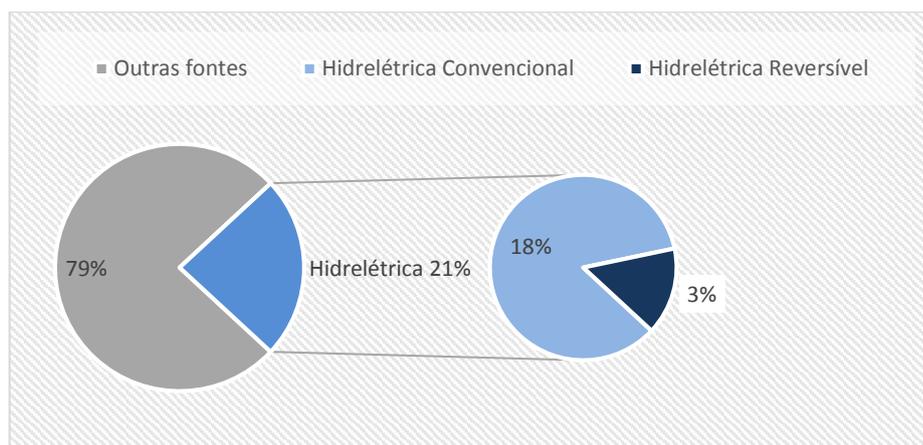


Figura 6 – Capacidade hidrelétrica instalada comparada à capacidade mundial e participação das CHR. (IEA, 2015)

Na Figura 7 há informação sobre a evolução da capacidade instalada de centrais reversíveis desde o ano 2000 até 2020, projetando o crescimento da capacidade instalada. Nessa projeção foram contabilizadas CHR, operacionais, contratadas e em construção.

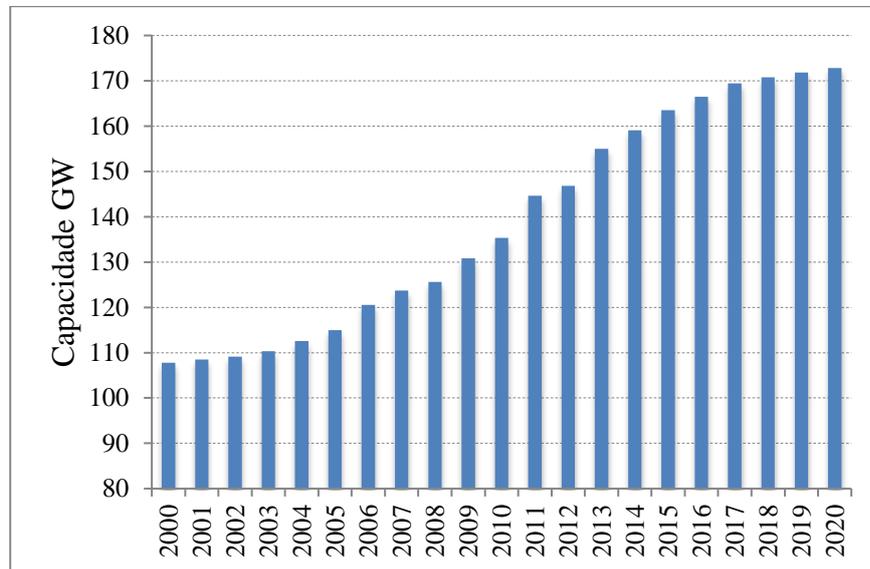


Figura 7 – Evolução da capacidade mundial de centrais reversíveis para 2020, centrais operacionais, em construção e contratadas. ([DOE Global Energy Storage Database](#) 2017)

Dez novos projetos de CHR estão sob construção e comissionamento em países como China, Índia, Noruega, Estados Unidos e Alemanha e devem somar-se às reversíveis já existentes elevando ainda mais a capacidade instalada operativa global em cerca de 8,22 GW. (U.S. Department of Energy DOE, 2017). Dessa forma, é possível verificar a grande aplicação das reversíveis para o armazenamento de energia em larga escala e também supor que sua aplicação pode crescer ao longo dos próximos anos, com o crescimento muito impulsionado pelo aumento de potência instalada de fontes renováveis variáveis e pelas novas características operativas do sistema elétrico devido às novas concepções de geração e consumo de energia elétrica.

3.1. Considerações iniciais

As centrais hidrelétricas reversíveis são o principal sistema de armazenamento de energia usado extensivamente em sistemas elétricos de potência. As primeiras reversíveis, nos moldes conhecidos atualmente, surgiram entre a 1ª e 2ª guerra mundial, na Itália, Alemanha e Suíça. Desde aquela época são usadas para armazenar energia sempre que há variabilidade na oferta e, portanto, variações nos preços de eletricidade entre o período de carga leve e o período de carga de ponta. A tecnologia das máquinas elétricas dessas primeiras CHR era baseada na

utilização de máquinas síncronas para operação com carga constante no modo de bombeamento. As turbinas-bomba tornaram-se comercialmente disponíveis nos anos de 1930.

Em 1907, o engenheiro Friedrich Voith, de Heidenheim, adquiriu o moinho de água Brunnenmühle, localizado nas proximidades de sua fábrica. Lá ele instalou um instituto de pesquisa de turbinas hidráulicas. O moinho está localizado no vale do rio Brenz. Para atingir as alturas de queda necessárias para os seus experimentos com turbinas, Voith construiu um tanque de armazenamento de água em Schlossberg. Dali, a água escoava por tubulações até o Brunnenmühle. Quando o reservatório estava vazio, a água era novamente bombeada do menor potencial para o maior potencial gravitacional. Com esse instituto de pesquisa no moinho de água, a Voith construiu a primeira central hidrelétrica reversível da Alemanha que foi comissionada em 14 de novembro de 1908.(VOITH, 2018)

A Central Elevatória de Pedreira, inaugurada em 1939 na cidade de São Paulo, foi a primeira unidade reversível turbina-bomba a ser instalada e operacionalizada comercialmente no mundo, com a operação da máquina de número 4. As especificações de projeto foram de 5,3MW de potência instalada, 30 m de altura de coluna d'água com uma velocidade específica de 212 rpm da máquina hidráulica.(EMAE, 2018).

Uma grande vantagem de se utilizar uma CHR como bateria para o sistema é a economia de escala nos custos do reservatório e dos equipamentos. As primeiras instalações construídas tinham capacidade menor que 50 MW e as plantas mais recentes variam em uma escala que vai de poucas centenas de MW até 4.000 MW de potência instalada. A depender das características de projeto, podem armazenar de 5 a 10 horas de água por dia o que pode representar até 20 GWh de energia acumulada.

3.2. Aspectos técnicos das reversíveis

Uma central hidrelétrica reversível é um tipo especial de planta hidrelétrica que funciona com dois reservatórios, opera com fluxo bidirecional de água e pode tanto gerar quanto armazenar energia. A finalidade de sua construção é a de reservar energia potencial hidráulica. Em uma central reversível, a casa de força está localizada entre as barragens superior e inferior, mais próxima do reservatório inferior e em muitos projetos fica localizada em uma caverna subterrânea.

A tecnologia central hidrelétrica reversível também é conhecida como central de acumulação hidráulica ou central de armazenamento por bombeamento, ou ainda central hidrelétrica reversível. A Figura 8 apresenta um desenho esquemático com as principais partes que compõem uma CHR.

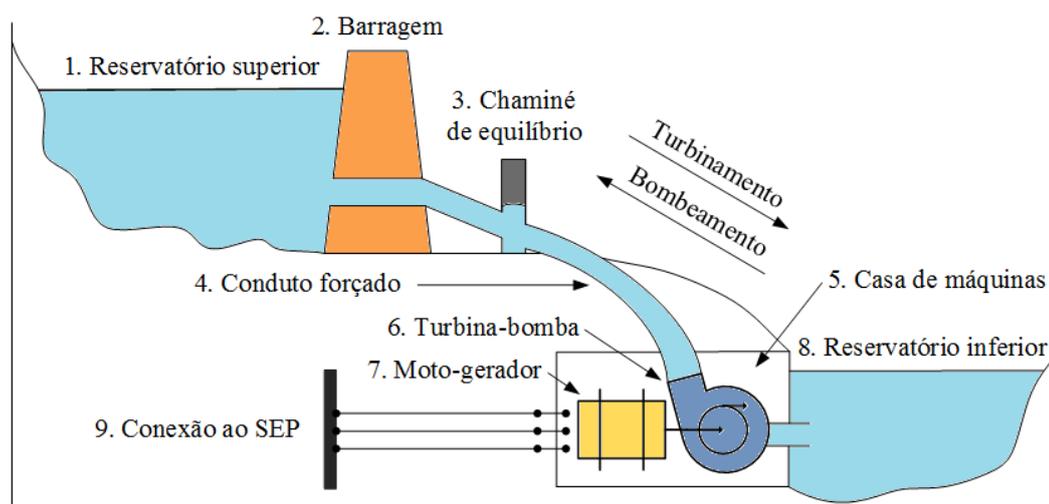


Figura 8 – Estrutura primordial de uma CHR.

As partes componentes típicas de uma Central Hidrelétrica Reversível são:

1. Reservatório superior à montante.
2. Barragem
3. Chaminé de equilíbrio
4. Conduto forçado;
5. Casa de Máquinas
6. Turbina-bomba
7. Moto-gerador
8. Reservatório inferior à jusante.
9. Conexão ao sistema elétrico de potência

Quanto aos tipos de reservatório, as CHR podem ser classificadas em dois tipos, circuito fechado e circuito aberto. No circuito fechado, a quantidade de água no sistema sofre pouca alteração em seu volume, já que a água é trocada entre os dois reservatórios e somente um fluxo

mínimo de água é necessário para encher o reservatório inferior ou o reservatório superior na primeira operação e também repor as perdas por evaporação e infiltração inerentes ao processo. No tipo de circuito aberto, pelo menos um dos reservatórios é construído ao longo do leito de um rio e dessa forma, deve-se dimensionar a central de forma que a vazão a ser bombeada nos momentos de carga leve seja suficiente para encher o reservatório superior em tempo hábil para utilização na ponta da carga. A prospecção dos lugares propícios, o planejamento e a construção dos reservatórios é considerado o elemento mais crítico no projeto de uma central reversível. A construção dos reservatórios é fortemente dependente das condições topográficas, do adensamento populacional próximo aos potenciais e das restrições e condicionantes ambientais encontradas em cada local. As opções que tem sido utilizadas para evitar alagamento de grandes áreas é a construção de reservatórios artificiais através de escavação, utilização de minas abandonadas como reservatório inferior e até mesmo o a utilização do mar como reservatório inferior, por exemplo na central de Okinawa Yanbaru no Japão, comissionada em 1999.(CANALES; BELUCO; MENDES, 2015)

Outra característica técnica fundamental para a construção das reversíveis é o arranjo de máquinas a ser utilizado. O arranjo depende de muitos fatores entre eles os principais a altura da queda, o modo de bombeamento (contínuo ou variável) e a pré existência de uma central hidrelétrica convencional. Nos trabalhos de (VENNEMANN et al., 2011) é mencionado que para alturas de quedas maiores que 600 m devem ser utilizadas turbinas de ação do tipo Pelton, exigindo que o arranjo tenha duas máquinas hidráulicas, uma bomba e uma turbina. Todos os tipos de de turbinas de reação podem ser reversíveis, ou seja, operar como bomba.

A cada vez que se enche e esvazia o reservatório superior total ou parcialmente é completado um ciclo de carga e descarga, total ou parcial. As CHR são um sistema de armazenamento de energia, cuja principal utilização é trabalhar como regularizador do fluxo de potência exigido pelo sistema em ciclos de carga diários, semanais e mensais. A flexibilidade e velocidade de reação destas máquinas permitem-nas operar na rede em diferentes modos. Quando não estão gerando para atender às demandas de pico, podem ser usadas geralmente para regular os níveis de tensão da rede. (NGUYEN, 2006) ressalta que esse tipo de central hidrelétrica é esteticamente harmoniosa na natureza e pode inclusive ser construída em áreas residenciais.

O equilíbrio entre geração e carga num sistema elétrico de potência interligado é feito pelo montante de geração demandado pela carga que é entregue em corrente alternada mantendo-se a frequência da onda viajante constante.

Um desbalanço significativo no sistema geralmente resulta na variação da frequência que deve ser compensada com uma injeção de potência ativa para levar o sistema novamente ao ponto de equilíbrio. Uma CHR não pode atender às exigências de regulação de frequência na ordem de milissegundos, essa função pode ser feita pelas baterias eletroquímicas, no entanto pode fornecer inércia para o sistema, a fim de absorver oscilações de eventos mais duradouros.

A Figura 9 mostra alguma das primeiras máquinas hidráulicas que foram comissionadas pelo mundo. Na Figura 9A pode-se observar o eixo principal acoplado ao rotor da turbina-bomba da central de Rönkhausen, na Alemanha, como turbina ela gera com altura de queda de 274 m com potencia nominal de 74,8 MW, como bomba ela bombeia a uma altura de 257 m com potência nominal de 66,2 MW. Na Figura 9B vê-se a montagem do caracol de uma turbina-bomba genérica. A Figura 9C mostra o desenho do projeto da turbina-bomba Voith, a mesma turbina da Figura 9D, que corresponde a máquina hidráulica reversível 4 da central de Pedreira, em São Paulo, instalada em 1937.

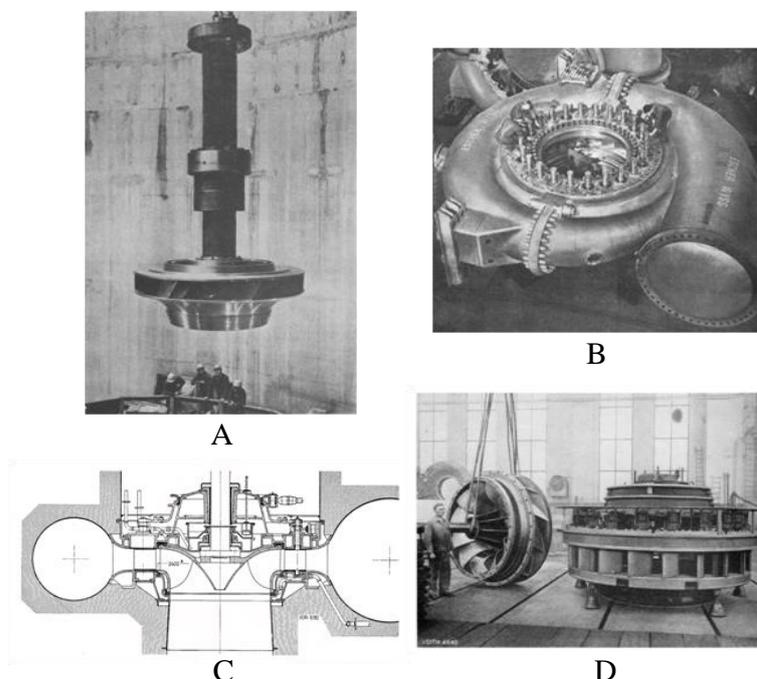


Figura 9 – Exemplos de turbinas-bombas utilizadas em projetos pioneiros de CHR.

A maior aplicação para uma CHR é a de armazenar energia e fornecer consideráveis níveis de potência que atendam a carga de grandes regiões consumidoras durante horários de ponta de carga. O armazenamento de energia nas reversíveis pode oferecer diversos benefícios para a produção de eletricidade. Combinada à energia solar e eólica torna possível compensar variações inesperadas do recurso natural como períodos de ventos fortes e rajadas, o que aumenta a eficiência energética dos parques eólicos evitando seu desligamento total ou parcial.

Os aspectos técnicos de arranjos de máquinas e modos de operação das CHR são descritos na próxima seção em maiores detalhes.

3.3. Arranjos de Máquinas Hidráulicas e Elétricas

Diferentes tecnologias e arranjos são usados para satisfazer aos requisitos de projeto de CHR. O modelo clássico de uma central de acumulação hidráulica, sob o ponto de vista do arranjo do grupo de bombeamento e geração, pode ser subdividido em três tipos principais de conexões e número de máquinas. Estes tipos principais são os grupos: binário, ternário ou *tandem*, e quaternário. Essa nomenclatura reflete o número total de máquinas que compõem o sistema completo para armazenamento e restituição de energia para o sistema elétrico de potência.

O grupo binário é a forma mais integrada das máquinas de uma reversível. Neste arranjo a máquina hidráulica é uma turbina-bomba reversível ligada ao motor-gerador. De um modo geral são mais simples e de menor custo que os grupos ternários, ocupam menos espaço e o arranjo das tubulações é mais simples.

Por grupo ternário ou *tandem* compreende-se uma turbina e uma bomba ligadas no mesmo eixo de um motor-gerador. Essa é a solução mais encontrada na maior parte das centrais de acumulação na Europa. A sua principal vantagem é a rapidez da troca de modo de operação, que pode ser operacionalizada sem a troca do sentido de rotação do conjunto.

No grupo quaternário haverá numa mesma central dois conjuntos de máquinas: turbina-gerador e motor-bomba totalmente independentes, é a chamada instalação com quatro máquinas. É o arranjo menos utilizado, aparece em centrais hidrelétricas que foram transformadas em CHR.

3.3.1 Grupo Binário

O grupo binário é montado sobre um eixo comum com duas máquinas reversíveis, uma turbina-bomba e um motor-gerador. De um modo geral são mais simples e de menor custo que os grupos ternários. Ocupam menos espaço e o arranjo das tubulações é mais simples. Mecanicamente, existem algumas técnicas diferentes para fazer o acoplamento das duas máquinas ao eixo principal. Os tipos de acoplamentos e equipamentos auxiliares influenciam nos modos de partida, operação e troca de modo de operação das CHR binárias. Algumas dessas técnicas são citadas a seguir.

A) A turbina-bomba é acoplada rigidamente ao moto-gerador

Para partir a máquina no modo de bombeamento é necessário fazer a aeração do rotor e o fechamento do distribuidor de pás ou da válvula de esfera da turbina. A passagem do turbinamento para bombeamento realiza-se ao parar a máquina, com ou sem freios, invertendo o sentido de rotação. A partida da bomba pode ser feita com a energização do motor por um SFC diretamente ligado à rede ou um sistema back-to-back.

B) Partida com motor auxiliar de arranque

Um motor auxiliar de partida, também chamado de *ponymotor*, é colocado em cima do motor-gerador e ligado rigidamente ao eixo do mesmo para dar a partida no bombeamento, com a condição prévia de rotor da bomba já estar aerado. A potência do motor de partida é da ordem de 6 a 8% da potência nominal do motor-gerador principal. A vantagem de utilização desse motor é a maior velocidade de troca de modo de operação de geração para bombeamento.

C) Grupo com turbina auxiliar de arranque

Essa solução técnica prevê a utilização de uma turbina hidráulica para partir o grupo no modo de bombeamento, principalmente no caso de quedas elevadas, substituindo, desse modo, o motor elétrico de arranque acima mencionado. A turbina de arranque no caso de grupos turbinas-bombas é em geral do tipo Francis, pois sendo de reação também trabalha como freio quando pretende-se passar do turbinamento para o bombeamento.

Para simplificar a operação turbina-bomba parte imersa em água. O tempo de partida do grupo com turbina auxiliar é menor do que o tempo de partida do grupo com motor auxiliar. A Figura 10 ilustra dois grupos binários, um do tipo B onde é possível observar o motor auxiliar de partida e o outro do tipo C onde é possível citar a utilização da turbina auxiliar de partida.

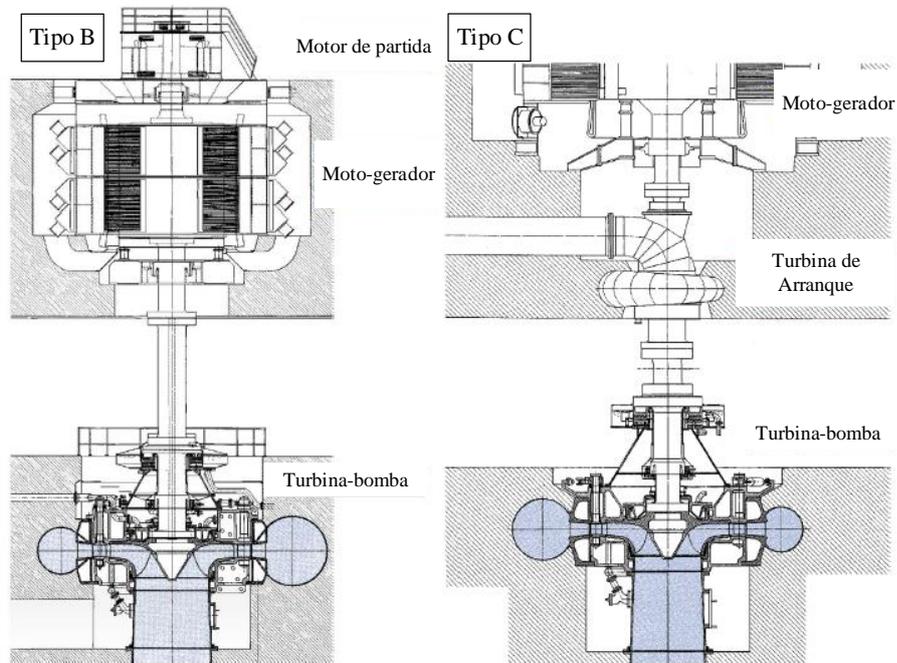


Figura 10 - Desenhos esquemáticos das tecnologias A e B das centrais de Rodund II e Langenprozelten, respectivamente. (Voith, 2018)

A Tabela 3 traz exemplos de projetos construídos com os três tipos de grupos binários discutidos anteriormente e as características de potência do sistema para os modos de operação em bombeamento e turbinamento.

Tabela 3 - Exemplos de CHR construídas com grupos binários nos moldes A, B e C

CHR	País	Bomba			Turbina		
		Altura h(m)	Vazão (m ³ /s)	Potência (MW)	Altura h(m)	Vazão (m ³ /s)	Potência (MW)
(A) Vianden X	Luxemburgo	294	63,3	202,5	286	76,4	195,8
(B) Rodund II	Áustria	346	67	246	348	87,0	270,9
(C) Langenprozelten	Alemanha	290	-	79	320	-	90

Não há possibilidade de atender simultaneamente às condições construtivas exigidas para a obtenção do rendimento máximo de uma CHR com só uma máquina hidráulica operando como turbina e como bomba. Como faz notar M. Sédille: “O projeto de uma turbina-bomba aproxima-se mais do projeto de uma bomba do que de uma turbina”.

O referido autor, após analisar as razões da assertiva declara: “A pesquisa dos condicionamentos e consequências sobre o escoamento conforme os dois sentidos de rotação é sempre delicada e, em geral, tem de ser feita experimentalmente com modelos reduzidos”.

Um projeto de turbina Francis não funciona com bom rendimento como bomba; ao contrário, as bombas centrífugas, hélio-centrífugas ou helicoidais funcionam com bom rendimento como turbinas. As turbinas-bombas são então dimensionadas como bombas e, por isso, para uma dada potência é necessário dar a elas dimensões maiores que as que seriam necessárias para uma turbina equivalente (MACYNTIRE, 1983).

3.3.2 Grupo Ternário ou Tandem

Por grupo ternário compreende-se uma turbina e uma bomba independentes ligadas no mesmo eixo a um motor-gerador. A principal vantagem é a rapidez da inversão de operação, que é muito facilitada pelo fato de não haver a necessidade de inversão do sentido de rotação para troca do modo de operação. Dentro desse arranjo, pode-se distinguir 5 variantes principais.

A) Turbina e Bomba com acoplamento fixo

Nessa configuração a turbina e a bomba estão rigidamente conectadas ao eixo do moto-gerador. Portanto, no modo de operação como turbina, por exemplo, o rotor da bomba trabalha à vazão, com ar comprimido, necessitando de um sistema de resfriamento. O mesmo acontece com o rotor da turbina, quando o grupo opera como moto-bomba. Na operação como compensador síncrono as duas máquinas hidráulicas são esvaziadas e o gerador gira livre de resistências maiores

Durante a reversão de um tipo de funcionamento para outro o motor-gerador pode permanecer ligado à rede. Nessa configuração o rendimento do grupo é menor pois há sempre uma das unidades hidráulicas operando com o rotor girando no ar, o que obriga o resfriamento dos labirintos com água, o escoamento da água provoca perdas por atrito.

Esse tipo de instalação foi empregado nos anos 30 e 40 com o objetivo de baixar os custos para os equipamentos e a instalação. (VOITH, 2018).

B) Turbina com acoplamento fixo e bomba com caixa de engrenagens

Nessa configuração, a bomba é desacoplável do eixo principal, eliminando as perdas por atrito à vazio, no entanto para mudar de modo de bombeamento deve-se parar o conjunto e esvaziar a turbina. Quando da mudança de modo de operação de bombeamento para a de turbinamento pode ocorrer uma das seguintes hipóteses:

- a bomba ainda está com água: deve-se desligar o motor-gerador da rede elétrica pra que o desacoplamento mecânico da embreagem de dentes seja feito sem carga;
- a bomba está sem água: não há necessidade de desligar o motor-gerador da rede elétrica.

Na passagem de bombeamento para turbinamento a embreagem mecânica pode ser desacoplada quando a bomba estiver quase vazia, girando a velocidade nominal. Na passagem do turbinamento ao bombeamento deve-se desligar o gerador da rede e frear eletricamente o grupo até que pare completamente. Em seguida liga-se o acoplamento mecânico de dentes e o grupo parte por meio da turbina.

Quando a turbina funciona, a bomba fica desacoplada da árvore do gerador, diminuindo as perdas por atrito e o rendimento do grupo gerador aumenta. No entanto, devido ao fato de ser necessário paralisar o grupo para mudar de geração a bombeamento o tempo de troca de modo de operação é grande. Esse arranjo de máquinas pode ser montado tanto na horizontal, quanto na vertical. (MACINTYRE, 1983) (VOITH, 2016).

C) Turbina com acoplamento fixo e bomba acoplada com caixa de engrenagens, com turbina auxiliar de partida

Com o funcionamento muito parecido com o tipo B, a vantagem desse arranjo é que a passagem do modo de turbinamento para o de bombeamento pode ser feito sem parar o grupo.

A bomba aerada acionada pela turbina auxiliar enquanto a turbina ainda está funcionando, o que reduz muito o tempo de conversão.

Quando a árvore da bomba atinge a velocidade de sincronismo do grupo moto-gerador faz-se a ligação do acoplamento mecânico de engrenagens e enche-se a bomba. Nesse modo a bomba pode permanecer sempre cheia. O grupo moto-gerador permanece ligado à rede durante as operações de troca de turbinamento para bombeamento e vice-versa. Esse arranjo de máquinas pode ser montado tanto na horizontal, quanto na vertical. (MACINTYRE, 1983), (VOITH, 2016).

O desenho esquemático dessa configuração pode ser verificado na representação de um dos 9 grupos geradores da CHR de Vianden, vide Figura 11. O acoplamento é feito utilizando-se uma turbina Pelton para realizar o sincronismo e o acoplamento de engrenagens.

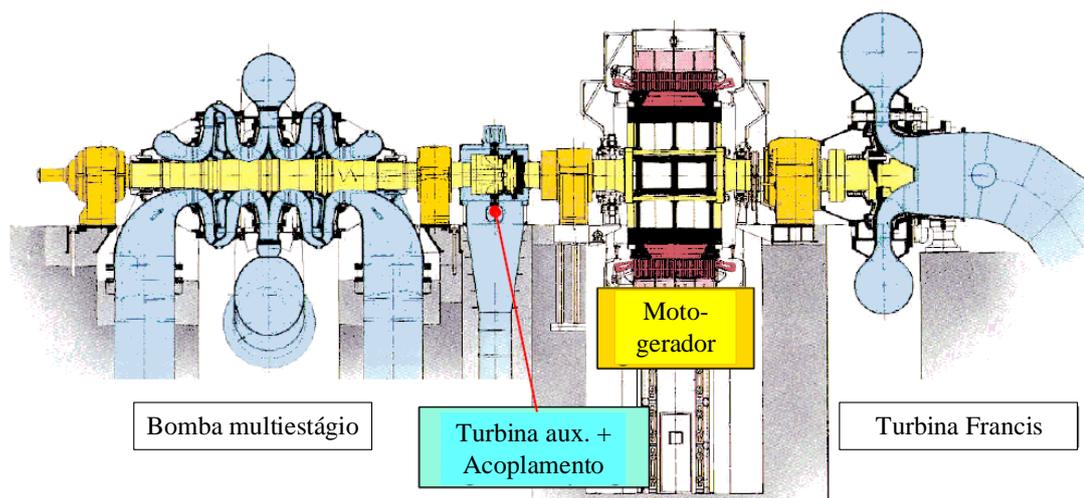


Figura 11 – Central reversível Vianden, Luxemburgo, grupo ternário com turbina de partida e acoplamento de engrenagens da bomba.

D) Turbina com acoplamento fixo e bomba acoplada com caixa de engrenagens, com conversor de torque hidrodinâmico

A utilização do conversor de torque hidrodinâmico substituí a turbina auxiliar de arranque e da mesma maneira permite que a bomba atinja a velocidade nominal antes da ligação do acoplamento mecânico para que possa partir cheia de água. O acoplamento mecânico é acionado quando o conversor de torque hidrodinâmico tiver sincronizado a bomba com o grupo motor-gerador e, na sequência, alivia-se o conversor de torque. Em todas as transições o moto-gerador permanece ligado à rede elétrica. Com esse sistema consegue-se obter o menor tempo para troca do modo de operação, uma vez que a bomba permanece sempre cheia de água. A principal desvantagem é o alto custo do equipamento. Esse arranjo de máquinas pode ser montado tanto na horizontal, quanto na vertical. (MACINTYRE, 1983) (VOITH, 2016).

E) Turbina acoplada com caixa de engrenagens e bomba acoplada com caixa de engrenagens, com conversor de torque hidrodinâmico

Com esse arranjo não há necessidade de aerar a bomba ou a turbina para a partida ou troca de operação. As perdas por ventilação no turbinamento, bombeamento ou na sincronização são bastante minimizadas.

É interessante observar que em todos os grupos ternários a bomba de acumulação é equipada com acoplamento mecânico e, neste caso turbina também é, ganhando vantagem de flexibilidade operativa, pois há a possibilidade de desconectar a máquina que não estiver sendo usada. Esse arranjo de máquinas pode ser montado tanto na horizontal, quanto na vertical. (MACINTYRE, 1983) (VOITH, 2016).

3.3.3 Grupo Quaternário

Haverá na mesma central, grupos turbina-alternador e motor-bomba totalmente independentes, é a chamada instalação com quatro máquinas. Pode ser construída como uma adaptação de bombeamento para uma central hidrelétrica pré-existente e também em centrais que assumem degraus de carga de bombeamento usando algumas máquinas menores que capacidade instalada de geração.

3.3.4 Tempos de comutação ou de troca de unidade nos grupos geradores

Ao observar a Tabela 4 é possível perceber que quando existe a necessidade de uma passagem rápida e quase contínua da produção ao consumo de energia e vice-versa, os grupos ternários se apresentam como mais adequados.

Valer-se dos sistemas de acoplamento mencionados para as instalações ternárias D) e E), da Tabela 4, é a melhor maneira de conseguir os menores tempos de inversão na operação. Todavia, o sistema binário mais simples, também apresenta tempos de inversão e de partida muito próximos, o que leva alguns projetistas a preferirem-no quando, além da razão citada, pesam os custos de implantação e a necessidade de reduzir as dimensões da casa de força, principalmente quando localizadas em cavernas subterrâneas.

No estudo de (BAUMANN, 1971) há uma comparação entre os tempos das operações inerentes ao funcionamento das unidades dispostas conforme os esquemas na Tabela 4. Os tempos de manobra dos modos de operação correspondem a:

- Do repouso ($n=0$) até a geração (plena carga da turbina);
- Do repouso ($n=0$) até o bombeamento (plena carga da bomba);
- Da plena carga em turbina à plena carga em bomba (da geração ao bombeamento);
- Da plena carga em bomba à plena carga em turbina (do bombeamento à geração).

Uma vantagem das CHR é a rapidez com que entram em operação e que trocam de estado de operação. A Tabela 4 apresenta um resumo sobre os tempos de manobra típicos dos grupos binário e ternário que incluem: partida para geração, troca de bombeamento para geração, a partida com as máquinas paradas para o bombeamento e a troca de geração para bombeamento.

Tabela 4 - Tabela resumo tipos construtivos dos grupos com seus respectivos tempos de manobra (MACINTYRE, 1983).

Disposição dos grupos			Tempo de manobras			
			de n = 0 a geração	de bomb. a geração	de n = 0 a bomb.	de geração a bomb.
Binários	A)		60 - 100	90 - 120	240 - 360	90 - 120
	B)		60 - 100	90 - 120	300 - 480	540 - 720
	C)		60 - 100	90 - 120	180 - 210 150 - 180	210 - 390 180 - 360
Ternários	A)		80 - 110	50 - 70	90 - 120	50 - 70
	B)		60 - 90	50 - 70 120 - 180	90 - 120	360 - 480
	C)		60 - 90	50 - 70	90 - 120	100 - 130
	D)		60 - 90	40 - 50	80 - 110	30 - 40
	E)		60 - 90	40 - 50	80 - 110	30 - 40

B – bomba; T – turbina; TB – turbina-bomba; MG – motor-gerador; AD – acoplamento mecânico; TA – turbina de arranque; MA – motor de arranque; AH – acoplamento hidrodinâmico.

Através da leitura da Tabela 4 é possível comparar os tempos de manobra entre as principais tecnologias construtivas de CHR, grupos binários, ternários e quaternários..

3.4. Grupo binário *versus* grupo ternário

Considerando-se que os grupos de máquinas quaternários não são soluções construtivas para novas centrais reversíveis, mas adaptações em estruturas existentes para atender às características de reversibilidade, a seguir, será traçado um paralelo entre as características de projeto que levam à escolha da melhor tecnologia para determinada aplicação.

Grupo Binário

- Necessita de menor espaço para implantação (menor caverna).
- Solução de custo mais atrativo (custos de investimento e manutenção).
- Menor complexidade.
- Maior tempo de transferência de modo de operação, bomba-turbina.
- A bomba parte somente quando a máquina hidráulica está seca.
- Método preferencial para partida da bomba: conversor “*back to back*”, *static frequency converter* (SFC) com a bomba à vazio.

Grupo Ternário

- Ambas, bomba e turbina, otimizadas.
- Menor tempo de transferência de modo de operação bomba-turbina.
- Maior custo de investimento.
- Não necessita de nenhum equipamento de partida.
- Não é necessário inverter o sentido de rotação para mudar o modo de operação.
- É possível operar em curto-circuito hidráulico.

Portanto, pode-se argumentar que não existe um modelo pronto de CHR aplicável a qualquer local, muitas características de projeto devem ser levadas em consideração e, sob a ótica dos arranjos de máquinas os fatores técnicos que influenciam nos custos de implantação e também nos custos de operação devem ser considerados. Um arranjo com implantação mais barata pode não trazer o desempenho demandado pela carga no qual essa CHR está inserida, fazendo com que a central opere fora do ponto nominal e, portanto, com maiores custos.

3.5. Central reversível de velocidade variável

A utilização dos sistemas de velocidade variável acompanhou a demanda crescente por uma maior capacidade de controle do despacho da geração de energia termelétrica a fim de aumentar a eficiência sistêmica na operação. (GISH, 1981). O desenvolvimento das reversíveis com sistemas de velocidade variável tornou-se possível a partir do desenvolvimento de semicondutores de potência e módulos de eletrônica de potência que viabilizaram a aplicação da velocidade variável a partir dos anos 80. (SUUL et al., 2008).

Até início dos anos 2000 o desenvolvimento de CHR esteve focado em grandes centrais com a propósito de introduzir capacidade de controle e de armazenamento de energia em sistemas elétricos de potência com uma alta participação de centrais termelétricas nucleares ou a carvão que operam na base da geração.(ERLICH; BACHMANN, 2002)

O foco do da evolução dos sistemas de velocidade variável está principalmente nas centrais de grande potência (larga escala) acima de centenas de MW instalados. A maior experiência com estas centrais, até o meio da década de 90, era japonesa. No Japão há uma necessidade constante de capacidade de controle da energia armazenável para melhorar a operação do sistema elétrico sob o ponto de vista de estabilidade, controle de frequência e também para fazer o nivelamento de carga, fazendo um balanço ótimo entre a carga e a geração.(KUWABARA et al., 1996)

Existem duas abordagens tecnológicas principais que são utilizadas para viabilizar a operação em velocidade variável de uma central hidrelétrica reversível:

1. A utilização de u'a máquina síncrona com um conversor de potência do tipo *full converter*.
2. A utilização de u'a máquina assíncrona duplamente alimentada com um cicloconversor de menor potência conectado ao circuito do rotor.

Na primeira opção, para que seja feito o controle de velocidade, o moto-gerador síncrono deve ter o circuito do estator conectado em série com um conversor que tenha a mesma potência da máquina (*full converter*). Essa é uma solução cara, que pode ser proibitiva para centrais de maior capacidade. Os projetos típicos que utilizam essa tecnologia são de unidades menores que 100 MW.

Na segunda opção, para que seja feito o controle de velocidade, é necessário trocar o rotor de polos salientes da máquina síncrona por um rotor bobinado trifásico e conectá-lo em série a um comutador de pulsos trifásico. Dessa forma, a velocidade de rotação do rotor passa a ser controlada pelo conversor de frequência de tal modo que a rotação instantânea do rotor somada à variação da frequência fornecida pelo conversor ajusta a velocidade do campo magnético girante no estator, que é sempre síncrono. Como o inversor de frequência alimenta o circuito do rotor e fornece potência somente para o diferencial de velocidade, este não precisa ser dimensionado com a capacidade total da máquina elétrica, o que torna essa solução adequada tecnicamente e economicamente viável para máquinas de algumas centenas de *megawatts*.(BOTTERUD; LEVIN; KORATIROV, 2014)

Nos dias atuais, a grande maioria das novas CHR projetadas para operar com velocidade variável utilizam a máquina síncrona duplamente alimentada (MADA). A maior parte das centrais reversíveis que são convertidas de centrais de velocidade fixa para centrais de velocidade variável também utilizam a tecnologia MADA para fazer a conversão. A Figura 12 mostra o esquema de ligação para uma CHR de velocidade variável com máquina assíncrona.

Exemplos de CHR de velocidade variável em operação que utilizam MADA são a CHR Ohkawachi no Japão, sendo a potência nominal da máquina elétrica de 395 MVA, com cicloconversor de 72 MVA para o circuito do rotor, também a CHR Goldisthal na Alemanha, com potência nominal da máquina elétrica de 300 MVA, seu conversor tem potência de 100 MVA. Máquinas de até 475MVA estão sendo planejadas usando essa tecnologia. Dependendo da faixa de velocidades necessária para operação da máquina a taxa de variação de potência no conversor conectado ao para esta configuração estará usualmente na faixa de 10-30% dos níveis de potência nominal da máquina elétrica.

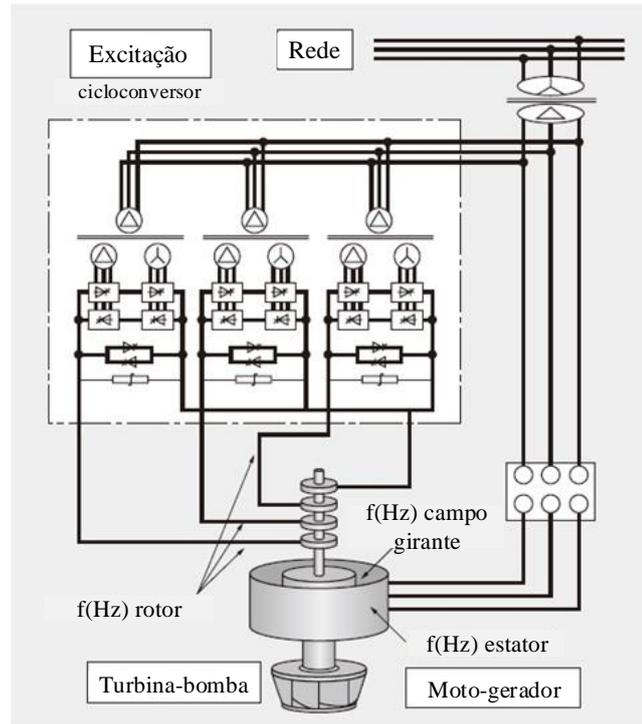


Figura 12 – Esquema de conexões da MADA para operação de velocidade variável em CHR.
(KORITAROV et al., 2013)

Em acordo com o que foi mencionado anteriormente, para pequenas e médias centrais reversíveis, de até 100 MW, pode ser utilizada a tecnologia de controle de velocidade através de um conversor de potência *full scale* back-to-back alimentando os enrolamentos do estator, para máquinas síncronas. Com a crescente boa avaliação das chaves semicondutoras autocomutadas e a disponibilidade de acionadores de alta potência para motores baseados na tecnologia VSC, especialmente relevante para CHR em sistemas isolados da rede pode ser uma solução atrativa. O esquemático simplificado da configuração sugerida é mostrado na Figura 13 e a máquina mostrada é síncrona com enrolamento de campo com sistema de excitação estático (EUROPEAN COMMISSION, 2000).

Quando a máquina síncrona opera em regime permanente também é possível utilizar um circuito paralelo, *by-pass*, ligando-a diretamente ao sistema elétrico. Esta configuração pode fornecer uma redundância se o conversor de potência tiver problemas operacionais e ainda diminuir as perdas durante a operação normal como gerador. A topologia da Figura 13 é interessante devido à possibilidade de operar o sistema como uma central hidrelétrica convencional com soluções de problemas de operação padrão. (SUUL et al., 2008)

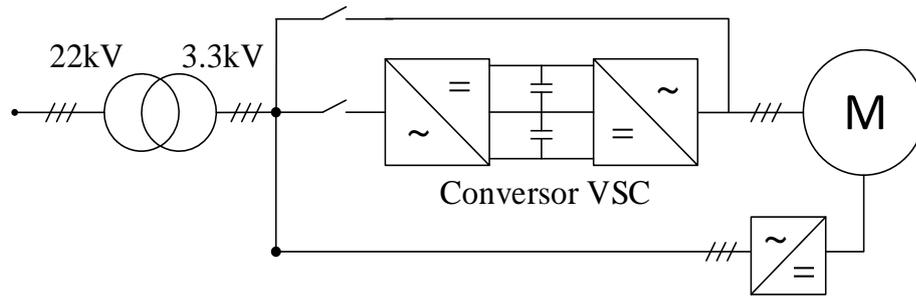


Figura 13 – Topologia de circuito sugerida por Suul, para operação de CHR de velocidade variável com máquina síncrona (M).

Um conversor controlável conectado à rede pode tornar possível a operação no modo *stand alone* e também fazer controle de frequência, mesmo sem operar em paralelo com outra unidade geradora que utilize máquina síncrona. A seguir, foi feita uma comparação da máquina síncrona operando com velocidade fixa vs. a máquina síncrona operando com velocidade variável.

Máquina síncrona de velocidade variável:

Principais características contrastantes com a máquina síncrona de velocidade fixa.

- Possibilidade de variação no fluxo de potência no modo de bombeamento.
- Maior eficiência e maior faixa de operação nos modos turbina ou bomba.
- Maior eficiência na operação como turbina.
- Comportamento dinâmico melhorado, redução de pressões pulsantes e vibrações.
- Aumento da vida útil das máquinas hidráulicas – redução do carregamento dinâmico.

Máquina síncrona de velocidade fixa:

Principais características contrastantes com a máquina síncrona de velocidade variável.

- O fluxo de potência no modo de bombeamento é fixo.
- Operação da turbina fora do ponto ótimo.
- Neste tipo de operação não há perdas em dispositivos conversores de potência.
- Demanda um menor investimento para construção.

A capacidade de controle obtida a partir da operação em velocidade variável de uma CHR pode ser usada para ajudar a compensar flutuações no balanço de potência do sistema, tanto no modo de bombeamento quanto no de geração (SUUL, 2006).

3.6. CHR e a integração de fontes intermitentes

Com a crescente conscientização mundial sobre os problemas do aquecimento global e sobre os impactos e externalidades advindos dos modelos convencionais dos meios de produção, tem crescido o conceito e a aplicação de soluções sustentáveis, menos nocivas ao meio ambiente com influência direta na qualidade de vida de milhões de pessoas ao redor do mundo. No setor de geração de energia elétrica, um forte impacto dessa nova mentalidade pode ser observado no grande aumento da instalação de sistemas que operam a partir de fontes renováveis de energia em diversos países e em alguns casos acompanhado da desativação de centrais que utilizam combustíveis fósseis ou nuclear.

As fontes de energia renovável com maior potencial imediato de aproveitamento são a eólica e a solar. Essas fontes possuem a característica intrínseca da variabilidade e, portanto, não são despacháveis como as centrais geradoras térmicas de base ou de ponta de carga, por exemplo. Com a maior inserção dessas fontes, aumentando sua participação relativa na matriz elétrica, o sistema de potência deve estar preparado para absorver essas variações tais como rampas repentinas de entrada e saída de geração renovável, deslocamento entre o momento de necessidade do recurso e o momento de disponibilidade do recurso e o fornecimento de serviços de qualidade de energia para a rede.

Pode-se observar na Figura 14 a curva de uma determinada carga em p.u. e uma função do recurso eólico também em p.u., ambos na mesma base para efeitos de comparação. Pode-se interpretar que as curvas de demanda e disponibilidade do recurso não são equivalentes no tempo, e que no período de 1h até as 5h o recurso eólico supera a demanda. É nesse contexto que as centrais reversíveis tem um papel fundamental na operação do sistema elétrico com renováveis, fazendo o papel de uma agente equalizador entre a geração e a demanda. Utilizando a tecnologia de velocidade variável as CHR podem absorver o excesso de energia em períodos de baixa demanda em diversas magnitudes de disponibilidade do recurso, reservando energia para ser gerada nos picos de carga, evitando-se o corte da geração de energia renovável e o despacho de centrais exclusivas para atender a ponta de carga, cobrando apenas o preço da eficiência cíclica de armazenamento e geração.

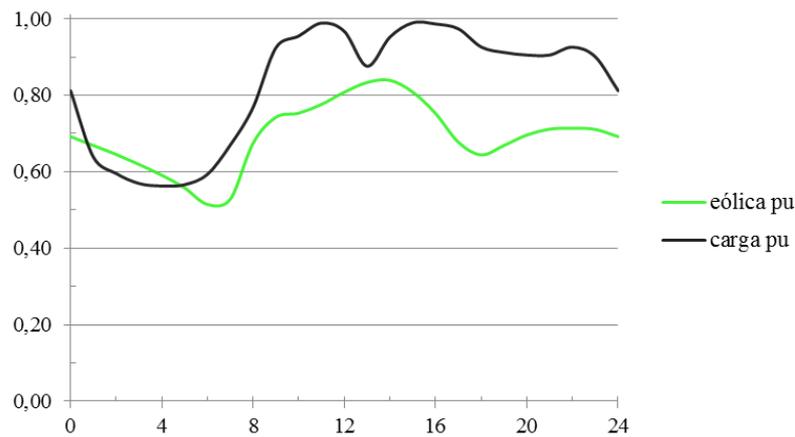


Figura 14 – Comportamento p.u. da carga e do recurso eólico na mesma base de potência em um dia médio do período seco no sistema elétrico de potência brasileiro. (Elaborado a partir de: ONS e EPE, 2018).

A integração de energias renováveis de caráter variável no sistema elétrico de potência requer meios de controle adequados para manter a operação e a estabilidade da rede nas condições padrão e, em muitos casos, requer um sistema extra de armazenamento de energia para alcançar uma alta inserção total da energia produzida evitando cortes na geração de fontes que operam com combustível gratuito. (SUUL, 2001). À medida que a geração de energia advinda de fontes renováveis torna-se mais relevante, aumenta a necessidade por uma maior flexibilidade dos sistemas de potência instalados devido à natureza variável dessas fontes e portanto, aumenta-se a necessidade do uso de sistemas de armazenamento de diversas magnitudes.

3.7. Tendências das Centrais Hidrelétricas Reversíveis

Neste sub-tópico são apresentados sistemas de armazenamento hidráulico por bombeamento em concepções no estado da arte das possibilidades de integração com fontes renováveis em localidades costeiras, onde o oceano pode ser utilizado como reservatório infinito.

3.7.1 Ilhas Verdes de Potência

Ilhas Verdes de Potência (IVP) são um conceito futurista sobre a construção de ilhas artificiais que possuem sistemas de geração que utilizam energias renováveis juntamente com um sistema de acumulação de energia potencial em forma de água do mar.

Cada ilha delimita um lago reservatório que é esvaziado através de bombas acionadas pelo excesso de energia eólica e solar em período de baixa demanda da carga. Assim que o consumo

de energia elétrica aumenta e supera a geração local, a água do mar é liberada para dentro do reservatório e gira as turbinas produzindo energia elétrica para o sistema. O sistema de armazenamento de uma IVP funciona como o de uma CHR convencional, porém com um reservatório superior de volume infinito e um reservatório inferior de volume pré-definido, delimitado pela Ilha Verde em que estará situado, a Figura 15 abaixo ilustra o exposto.

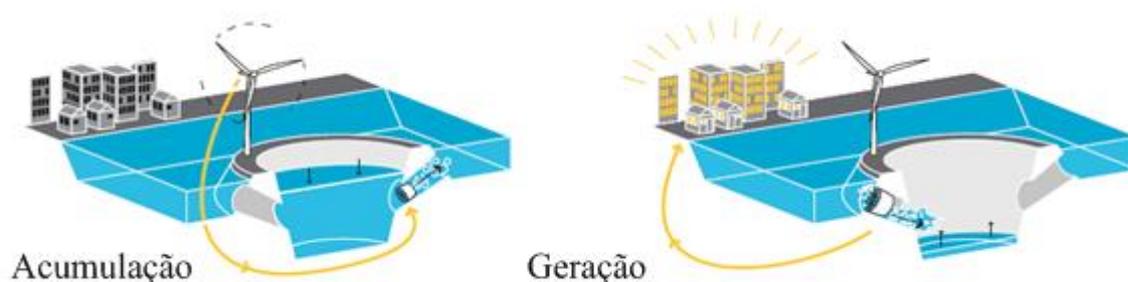


Figura 15 – Modos de operação de geração e acumulação de energia.

A área ocupada por uma IVP pode variar de $1,5 - 65\text{km}^2$ com capacidade de armazenamento de energia entre 400MWh e 50GWh . Ao construir essas grandes estruturas é possível incorporar outras ideias de sistemas que podem trazer benefícios ao projeto além da acumulação de energia somente. Estes sistemas podem ser: cultura marítima, indústria, negócios, logística, moradia, casas barco, resort natural, ciclismo, esporte, marina, praia, esportes aquáticos, energia solar, base das turbinas eólicas e biomassa. (GreenPowerIsland, 2018)

Os projetos idealizados das Ilhas Verdes de Potência e suas características técnicas estão listados na Tabela 5 e na Tabela 6 abaixo:

Tabela 5 – Ilhas Verdes de Potência e suas características de sistemas de potência e energia. (GreenPowerIsland, 2018)

IVP	Área (km ²)	Volume (h ³)	Energia (GWh)	Fontes de Energia Renovável	Nº de turbinas eólicas	Potência por turbina eólica (MW)	Geração Instalada (MW)
Manama	12,5	118,75	11	eólica e solar	36	5	180
Jiangsu	63	5.985,0	52,5	eólica	64	5	320
Kattegat	3,3	31,5	2,75	eólica	25	5	125
Copenhagen	4,9	22,0	2,3	eólica e solar	-	-	
Flórida	9,4	89,0	7,8	eólica e solar (CSP)	33	-	253
Tamil Nadu	11,6	110,22	9,7	eólica	86	5	430

Tabela 6 – Ilhas verdes de potência e seu impacto energético nos locais de instalação. (GreenPowerIsland, 2018)

IVP	Habitantes	Número de casas	Consumo diário kWh/casa	Tempo de suprimento	Energia GWh	Localização
Manama	1.000.000	-	10	24 horas	11	Golfo Pérsico
Jiangsu	-	2.300.000	3,3	1 semana	52,5	Casas chinesas
Kattegat	585.000	-	10	24 horas	2,75	Copenhagen
Copenhagen	585.000	-	10	24 horas	2,3	Copenhagen
Flórida	-	-	30	48 horas	7,8	Casas de Tampa
Tamil Nadu	-	420.000	3,3	1 semana	9,7	Casas indianas

CSP – Concentrated Solar Power.

O escritório de arquitetura e engenharia dinamarquês, [Gottlieb Paludan](#), responsável pela idealização dos projetos listados nas Tabelas 5 e 6, indica que tais estruturas são capazes de resolver os problemas de balanço energético causado pela variabilidade na oferta de energia renovável, pois, permitem o aproveitamento energético local, evitando perdas no sistema de transmissão. As perdas máximas geradas no processo completo de bombeamento e geração estão projetadas para não ultrapassar 25% da energia inicial utilizada. Uma facilidade para a construção das IVP é a utilização do mar como reservatório infinito de água, sendo necessário construir apenas um reservatório sabendo-se que a tecnologia necessária para a construção é conhecida e dominada, tornando o conceito possível de ser realizado nos dias atuais. Este modelo combinado de armazenamento e geração no mesmo local disponibiliza uma grande capacidade instalada ao espaço das grandes cidades e ocupa um espaço no mar, sem incorrer em grandes custos fundiários para sua construção no continente. A Figura 16 ilustra a concepção de duas ilhas verdes de potência.

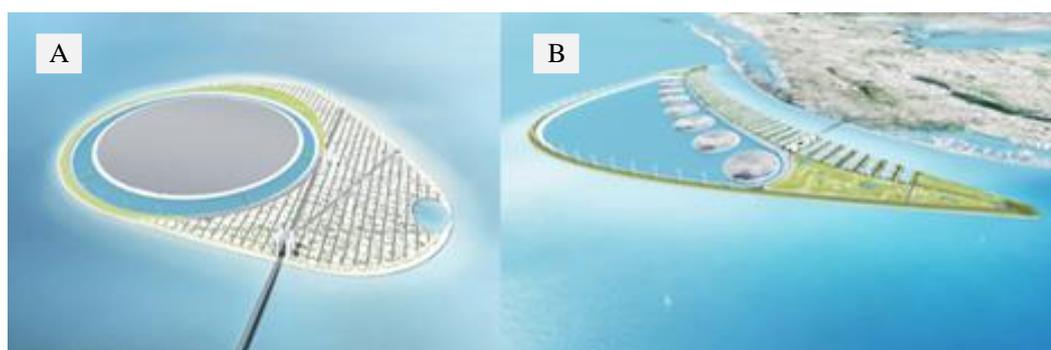


Figura 16 – A. Ilha Verde Manama. B. Ilha Verde Flórida

Embora seja uma solução muito atrativa e que possivelmente trará avanços para o modelo de geração e consumo de energia elétrica, os projetos de IVP ainda estão em desenvolvimento, em estudos de análise de viabilidade e é necessário pesquisar e avançar a técnica em alguns requisitos principais como a efetividade na segurança do suprimento, as condições do solo oceânico para a construção das ilhas e do reservatório inferior, a viabilidade financeira, os impactos no ambiente marinho local e a tecnologia de construção deve estar bem regulada para que essas centrais possam trazer o benefício efetivo para o meio ambiente e para as populações próximas às Ilhas Verdes de Potência.(GREEN POWER ISLANDS, 2018)

3.7.2 A Ilha de Energia

Inverse Offshore Pump Accumulation Central (IOPAC) é um conceito de ilha de potência e energia desenvolvido pela indústria KEMA da Holanda. Consiste de uma ilha artificial no mar formada por um anel de diques que delimita o reservatório planejado para armazenar até 30 GWh. A ilha é conceitual e poderá ser construída utilizando o material resultante da escavação do reservatório que tem uma profundidade projetada máxima de 50 m abaixo do nível do mar, mas deve operar entre as cotas -30 m e -40 m. Na ilha, podem ser implantados sistemas adicionais de energia, como turbinas eólicas e instalações de sistemas de segurança crítica – por exemplo, terminais de gás natural liquefeito. O reservatório é uma central maremotriz, que só é vantajosa quando a diferença entre as marés alta e baixa é grande. Além disso, ela pode oferecer proteção à costa funcionando como uma barreira contra a elevação do nível de água devido a alterações climáticas. As turbinas-bombas previstas a serem utilizadas são rotores do tipo Francis. A capacidade instalada total das máquinas hidráulicas deve ser de 2500MW, dividida em 16 grupos com até 160MW cada. A eficiência das turbinas e bombas operando à potência nominal deverá ser próxima de 90%, resultando em um rendimento cíclico global de 81%.

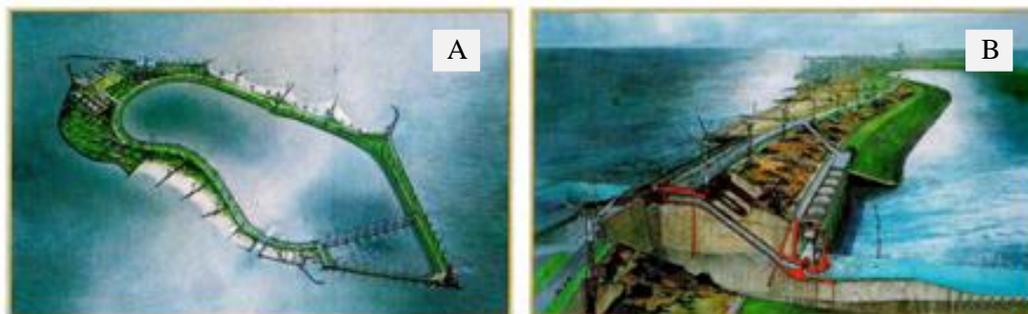


Figura 17 – A. Estação de armazenamento de energia por bombeamento reverso.

B. Perspectiva conceitual dos sistemas de geração e armazenamento.

Um problema que pode inviabilizar o projeto é o vazamento de água do mar para dentro do reservatório. Porém na costa da Holanda, foram encontradas espessas camadas de argila (40 m) em grandes profundidades (50m abaixo do nível do mar), que podem ser resistentes à pressão d'água a 90 m abaixo do nível do mar. Paredes de bentonita evitariam o vazamento da água do mar para fora. A prática atual indica que as paredes de bentonita funcionam bem até 60m de profundidade.

3.8 Centrais Hidrelétricas Reversíveis no Brasil

A disponibilidade de um grande potencial hidrelétrico no país permitiu construir centrais hidrelétricas com reservatórios com capacidade instalada e de armazenamento para atender a demanda de ponta até 2015, é o que projetou o estudo (ELETROBRAS, 1994). A implantação das tarifas horo-sazonais que incentivaram os grandes consumidores a deslocar ou reduzir o seu consumo de energia no horário de pico e a integração das regiões através de linhas de transmissão dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) foram fatores determinantes para descontinuar o planejamento para construção de outros tipos de sistemas de armazenamento, já que era possível aproveitar a variabilidade hidrológica sazonal e regional usando a capacidade de intercâmbio do SIN e a capacidade dos reservatórios para fazer a regularização da energia natural afluyente, atendendo a carga. (CANALES et al., 2015)

O setor elétrico brasileiro está passando por rearranjos estruturais que provavelmente mudarão a matriz elétrica e os modelos de regulação para a comercialização nos mercados. Essa mudança é impulsionada por alguns fatores preponderantes como:

- o esgotamento dos potenciais para geração hidrelétrica, restando potenciais principalmente na Amazônia, que necessitam de grandes investimentos e sofrem com as barreiras impostas pelas longas distâncias de transmissão.
- a legislação ambiental cada vez mais exigente.
- a regulamentação e crescimento da geração distribuída.
- a diminuição relativa do armazenamento nos reservatórios com a carga crescente.
- a construção de novas hidrelétricas majoritariamente a fio d'água.
- a descoberta do pré-sal e seu potencial de gás natural para gerar energia.
- os bipolos e as inserções das fontes eólica e solar na matriz elétrica.

Todos esses fatores constituem um cenário que evidencia a necessidade de novas regulações, estruturas para intercâmbio energético da geração e armazenamento de energia. Está em fase um deslocamento da base de geração hidrelétrica para uma base hidrotérmica com a inserção das novas renováveis.

Foram construídas no território brasileiro 4 CHR no início do século XX. A Tabela 7 mostra as datas de comissionamento, os tipos de máquinas hidráulicas instaladas e as respectivas capacidades para geração e armazenamento de energia.

Tabela 7 – CHR construídas no Brasil no século XX.(CANALES et al., 2015)

Nome	Inauguração	Turbinas Hidráulicas	Turbina (MW)	Bomba (MW)	Altura da Queda (m)
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	78,5	42,6	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	7,3	9,4	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	90,8	72,0	36
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	24

Além dos detalhes técnicos mostrados na Tabela 7, segue uma descrição sobre cada uma delas.

3.8.1 Central Elevatória de Pedreira

Foi inaugurada em 1939 com a entrada em operação da unidade 4, primeira unidade reversível em operação comercial do mundo. Posteriormente foram instaladas as demais unidades, que atualmente totalizam oito, sendo sete reversíveis e uma que funciona apenas como bomba. Todas as unidades foram construídas com rotor tipo Francis, movidas por motores síncronos. As águas do Canal Pinheiros passam para o reservatório Billings através desta central, cuja capacidade atual de bombeamento é de $395m^3/s$, elevando as águas em cerca de 25 m. De acordo com a resolução conjunta SMA/SES 03/92, atualizada pela Resolução SEE-SMA-SRHSO-I, de 13/03/96, as águas do Canal Pinheiros não podem mais ser bombeadas continuamente para o Reservatório Billings. Esse bombeamento é feito somente quando as vazões provocadas pelas chuvas elevam o nível das águas dos rios Pinheiros e Tietê, podendo provocar enchentes. (EMAE, 2018)

A Figura 18 traz imagens áreas das centrais reversíveis de Pedreira e Traição, ambas localizadas na cidade de São Paulo, Brasil.



Figura 18 – A. Central Elevatória de Pedreira, São Paulo.
B. Central Elevatória de Traição, São Paulo.

3.8.2 Central elevatória de Traição

Inaugurada em 1940, a Central Elevatória de Traição tem por objetivo reverter o curso das águas dos rios Tietê e Pinheiros, para serem encaminhadas à Central Elevatória de Pedreira e depois ao reservatório Billings. A central possui quatro unidades reversíveis, que podem funcionar tanto como geradoras de energia, quanto como bomba. Todas as unidades foram construídas com o rotor tipo Kaplan de eixo vertical e são acionadas por motores síncronos. A capacidade de bombeamento é de $280\text{m}^3/\text{s}$, elevando as águas em cerca de 5 metros. Do ponto de vista energético, a reversão do rio tem como propósito manter volumes d'água nos reservatórios do Rio das Pedras e Billings suficientes para garantir a geração na Central Henry Borden. Atualmente, a operação do sistema de reversão do Rio Pinheiros só é acionado para o controle das enchentes.(EMAE, 2018)

3.8.3 Central elevatória de Vigário

A central elevatória de Vigário está localizada no reservatório de Santana, no rio Piraí, estado do Rio de Janeiro. Teve sua inauguração no ano de 1952 e eleva as águas do reservatório de Santana em 36 metros até o reservatório de Vigário. Essa central elevadora possui quatro turbinas de 22 MW com capacidade para bombear $188,8\text{m}^3/\text{s}$ fazendo a transposição de parte das águas do Rio Paraíba do Sul para a bacia do Guandu, principal reservatório de abastecimento da região metropolitana do Rio de Janeiro. Essa central começou a ser construída em 1903, integra o Complexo de Lajes, o maior complexo de geração do Grupo Light.

As quatro unidades de bombeamento foram comissionadas em 1953, sendo as terceiras turbinas reversíveis a serem instaladas no mundo, atrás das centrais elevadoras de Traição e Pedreira.(CANALES et al., 2015)

3.8.4 Central elevatória Edgard de Souza

Após a fundação da *The São Paulo Railway, Light & Power Company*, em 1899, pelo advogado canadense Alexander Mackenzie foi dado início à construção da primeira central hidrelétrica da companhia, chamada de central hidrelétrica Parnaíba, inaugurada em 1901. Esta central está situada no rio Tietê, no ponto da cachoeira do Inferno e posteriormente teve seu nome trocado para Edgard de Souza. Em 1954 a casa de força foi reconstruída e foi instalada uma unidade reversível, também elevou-se a cota da barragem, modificada de 711,4 m para 717,6 m, sendo consolidada a central elevadora Edgard de Souza. Em 1984 essa central foi desativada por restrições ambientais e a unidade reversível foi transferida para a central elevadora de Pedreira.(CANALES et al., 2015)

3.8.5 Estudo de viabilidade técnico-econômica ELETROBRAS

Em 1979, o grupo ELETROBRAS lançou uma brochura intitulada de Usinas Hidrelétricas Reversíveis – Política e Programa de construção. Nesse volume é apresentado um estudo global objetivando a instalação de centrais hidrelétricas reversíveis no Brasil. Na época, o estudo técnico econômico concluiu que os custos de kW instalado eram bastante atrativos e que tanto quantitativamente quanto qualitativamente os benefícios decorrentes da construção desse tipo de central eram favoráveis à sua utilização, o quanto antes, no sistema elétrico brasileiro.

À época, o estudo concluiu que a inclusão de centrais reversíveis localizadas junto aos centros de carga poderia provocar uma mudança radical no programa de investimentos e na operação de parte ou de todo o sistema interligado nacional (SIN).

Do ponto de vista elétrico, o principal efeito a ser proporcionado seria a regularização dos fluxos de potência diários, possibilitando utilizar as linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema com carregamento nominal não apenas nos períodos da ponta de carga, mas durante todo o dia. (ELETROBRAS, 1979)

Na Tabela 8 estão listadas as CHR indicadas para o programa preliminar indicativo com as respectivas características técnicas e sua localização em cada sistema regional. O estudo foi projetado para um horizonte de 20 anos e, portanto, pelo menos uma, ou outra central reversível indicada no estudo deveria ter sido construída até 1999.

Tabela 8 - CHR modelo propostas para o Brasil, próximas às principais capitais, no estudo ELETROBRAS de reversíveis de 1979 e suas características técnicas.

Características	Fumaça	Guaripu	Pacatuba	Cipó	Primavera	Caraguatatuba
Centro de carga	Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Fortaleza	Belo Horizonte	Recife	São Paulo
Potência nominal MW	2000	2000	500	2000	1000	2000
Número de Unidades	8	6	2	6	4	8
Queda Nominal m	423	385	538	236	96	680
Vazão Nominal da Turbina $\frac{m^3}{s}$	65	107	102	163	312	33
Potência nominal da turbina MW	343	462	347	462	347	343
Diâmetro do rotor m	4,0	5,0	3,8	6,2	5,5	3,6
Potência nominal do gerador MVA	320	416	320	438	327	281
Potência nominal do motor MW	258	333	270	350	262	253
Fator de potência	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Rotação rpm	400	400	450	257	250	600
Volume útil – superior m^3	12 $\times 10^6$	2660 $\times 10^6$	2,4 $\times 10^6$	22 $\times 10^6$	25 $\times 10^6$	42 $\times 10^6$
Volume útil – inferior m^3	12 $\times 10^6$	15 $\times 10^6$	2,4 $\times 10^6$	22 $\times 10^6$	23 $\times 10^6$	15 $\times 10^6$

As características topográficas e geológicas das áreas próximas aos grandes centros de carga no Brasil foram consideradas muito favoráveis para a construção de CHR, com disponibilidade de altas quedas e facilidade de criação de grandes reservatórios artificiais com a construção de barragens de pequenas dimensões, o que segundo os cálculos da época, garantiria potências elevadas e baixo custo de investimento por kW instalado.(ELETROBRAS, 1979)

De maneira geral, os projetos de centrais reversíveis no Brasil, apesar de terem apresentado certo pioneirismo mundial no início do século XX, não foram adiante e permanecem como um grande potencial a ser explorado no futuro. Com a nova configuração que vem tomando o

parque gerador do país, conforme descrito no início dessa seção, o armazenamento de energia em grande escala através de centrais reversíveis é uma das peças fundamentais para a otimização dos fluxos energéticos pelo sistema interligado e tem grande potencial integrador das sinergias entre os recursos de transmissão e geração de diferentes locais no território nacional.

3.9. Oportunidades e Desafios

O mundo todo está passando por um momento de reavaliação e reestruturação energética. A nova ordem mundial é gerar energia renovável e de baixa emissão de carbono em passo com a maior eletrificação dos meios que hoje utilizam energia termoquímica derivada de hidrocarbonetos, altamente emissoras de gases de efeito estufa. Em toda a literatura de pesquisa sobre geração de energia elétrica renovável e armazenamento de energia há relatos de que devido à variabilidade do recurso renovável, o uso de sistemas de armazenamento em várias escalas de potência é fundamental para mitigar oscilações na oferta de energia ao atender a carga. As CHR estão numa faixa de aplicação para altas potências de geração, são uma tecnologia amplamente utilizada desde o comissionamento da unidade 4 da CHR Pedreira em 1939, e tem características de projeto único para cada modelo, pois, sua construção está restrita, além das características intrínsecas, às variações locais na geografia, à legislação ambiental e às regras de conexão à rede.

3.9.1 Oportunidades

A expansão dos sistemas para geração de energia renovável, considerando a variabilidade do recurso energético, leva à necessidade de expandir sistemas de armazenamento na rede para equalizar o balanço de energia no atendimento à carga. Todas as redes elétricas com uma parcela significativa da geração a partir de fontes de energia renovável serão confrontadas com o problema do armazenamento de energia (KRENN; KECK; SALLABERGER, 2013). O crescimento da capacidade instalada de novas fontes renováveis depende de um crescimento da carga elétrica e de um crescimento proporcional da capacidade instalada dos sistemas de armazenamento de energia.

As CHR permitem fazer o balanço ou equalizar as variações na oferta de energia, por meio da criação de carga ativa adicional no modo de bombeamento e pela capacidade de geração extra disponível na ponta da carga. Isso permite operar as outras centrais em função da disponibilidade dos recursos, o que melhora o fator de capacidade dessas centrais e diminui o risco de avarias nos equipamentos eletromecânicos, aumentando sua vida útil.

No Brasil, um cenário sazonal favorável para a operação é aquele em que o Norte é úmido e o Sudeste seco com carga leve, em que a geração mínima das centrais hidrelétricas do Sudeste já atende a carga. Dessa forma, ao adicionar carga ao sistema do Sudeste através do bombeamento, pode-se utilizar a energia elétrica gerada na região Norte do Brasil, via linhas de corrente contínua.

Uma outra oportunidade para as CHR é a sua construção formulada em circuito fechado com reservatório(s) pré-existente(s) causando impactos ambientais menos significativos. A primeira condição para avaliar a factibilidade da central é que os reservatórios existentes tenham volumes úteis suficientes para armazenar a quantidade de água necessária para a operação. Desta forma uma CHR adiciona armazenamento ao sistema com custo e impacto menores que uma nova central hidrelétrica com grande reservatório.

A operação em ciclo fechado, torna a escolha do local de instalação mais flexível, já que a central opera entre dois reservatórios isolados dos cursos naturais de água, necessitando de uma pequena fonte para encher o reservatório inferior ou superior no primeiro ciclo e completar o nível d'água devido a perdas por evaporação e vazamentos. Outra vantagem do sistema em ciclo fechado é a possibilidade de tratar águas residuais, incluindo após o bombeamento e antes da geração um processo adicional de tratamento da água para retorná-la ao ambiente.

No Brasil, uma oportunidade para o modelo de construção de CHR, frente as restrições ambientais e de investimento, é a utilização de reservatórios de centrais hidrelétricas existentes que estão construídas cascata, num mesmo rio, uma vez que o impacto ambiental dos reservatórios está feito, os sistemas criados ao redor destes reservatórios encontram-se estabilizados podendo ser feita apenas a construção das unidades de bombeamento e repotenciação de máquinas em final de vida útil nas hidrelétricas já instaladas.

3.9.2 – Desafios e Barreiras

Em muitos países, a capacidade de reserva de energia elétrica e serviços auxiliares são fornecidos por centrais térmicas para geração em horários de pico. Tal demanda de pico pode ser suprida por uma CHR que armazenou energia em outro período do dia. No entanto há dificuldades regulatórias, uma vez que não é uma central geradora e presta serviços ancilares ao sistema, não há regulamentação para sua operação no sistema interligado de potência.

Encontrar locais que permitam a construção da CHR é um desafio a ser superado, um local apropriado deve ter características geográficas favoráveis que permitam a construção de reservatórios menos extensos e mais profundos. A escolha da localização de uma Reversível também deve considerar o mínimo impacto ambiental na construção das estruturas e na operação e ainda, deve estar próxima a um ponto forte da rede elétrica de potência, para que os fluxos de consumo e geração de energia possam ser otimizados de forma a utilizar o máximo benefício da central de armazenamento.

A falta de conhecimento da população e dos governantes sobre os benefícios de se armazenar energia para a inserção de fontes renováveis é uma barreira para que sua regulamentação possa ser feita. Sabendo que a construção de novas centrais hidrelétricas tem causado muita oposição das entidades que trabalham em prol da preservação ambiental, os agentes do setor devem impulsionar as verdadeiras informações sobre essa tecnologia, uma vez que a preservação dos recursos naturais é a própria justificativa para a construção de centrais reversíveis e do armazenamento de energia em geral.

A regulamentação sobre como remunerar os serviços prestados é um desafio. Deve haver uma diferenciação tarifária mínima entre compra e venda da energia para viabilizar a implantação de uma CHR. Aliado a isso, é preciso saber como alocar bem os incentivos financeiros ou as taxas de uso do sistema para que altos custos no uso da rede para armazenamento da energia não inviabilizem o empreendimento e nem causem distorções de mercado. A isenção de tarifas e impostos para o uso da rede em momentos de baixo carregamento, devido à baixa carga, carga é mais um agente viabilizador. No entanto é preciso ressaltar que o papel de uma central reversível vai além da ótica econômica e pode prover benefícios além da rentabilidade como melhoria na qualidade de vida da população local, regulação climática próximo aos lagos e utilização racional dos recursos hídricos

4. Análise Energética

Para gerar energia elétrica a partir da fonte hídrica é necessário que haja um fluxo de água de um reservatório ou curso d'água situado em um maior potencial gravitacional para um outro ponto hídrico de menor potencial, no qual a energia potencial da água transforma-se em energia de movimento e é transferida para as pás de uma turbina hidráulica, produzindo torque para mover o eixo mecânico em que se acopla o gerador elétrico, produzindo eletricidade.

A potência desenvolvida pela transformação da energia potencial em potência mecânica, sem a representação das perdas na tubulação e eficiência da turbina, pode-se ser expressar como,

$$P = \dot{m} \cdot g \cdot H \quad (4)$$

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (5)$$

P – potência (W). \dot{m} – fluxo de massa (kg/s). g – constante da aceleração da gravidade (m/s^2). Q – vazão de água (m^3/s). H – altura de queda d'água (m). ρ – densidade da água (kg/m^3).

Considerando o produto final da cadeia que é a energia elétrica e que há perdas no processo de conversão, são introduzidos os rendimentos da turbina e do gerador elétrico na equação para chegar à relação nominal da potência elétrica desenvolvida pela máquina. Essa relação também pode ser utilizada para dimensionar a energia total a ser armazenada, desde que sejam conhecidos a potência da usina e os tempos de operação durante dias e semanas.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (6)$$

Em uma CHR, o princípio da geração hidráulica é o mesmo de uma central hidrelétrica convencional, assim como as perdas inerentes aos componentes do sistema: perdas hidráulicas na turbina e no conduto forçado e perdas elétricas na conversão e transmissão da energia. Adicionalmente, haverá o modo de operação em bombeamento, e as mesmas relações continuam válidas para dimensionar a potência de bombeamento necessária para elevar a água ao reservatório superior.

Considerando os efeitos das perdas por bombeamento nesse sistema, pode-se expressar as relações de potência e energia no modo de geração de uma CHR por,

$$P_g = \rho \cdot g \cdot Q_g \cdot H_g \cdot \eta_g \quad (7)$$

$$E_g = P_g \cdot \Delta t_1 \quad (8)$$

As relações de potência desenvolvida e energia armazenada no reservatório superior no modo de bombeamento de uma CHR são descritas por,

$$P_b = \frac{\rho \cdot g \cdot H_b \cdot Q_b}{\eta_b} \quad (9)$$

$$E_b = P_b \cdot \Delta t_2 \quad (10)$$

P – potência (W). ρ – densidade da água (kg/m^3). g – constante da aceleração da gravidade (m/s^2). Q – vazão de água (m^3/s). H – altura de queda d'água (m). η – rendimento. Δt – tempo de operação (s). E – energia (Wh), g – geração, b – bombeamento.

O projeto de uma CHR não é padronizado, é feito especificamente para cada potencial, dependendo das características geográficas locais. Também pode apresentar diferentes alturas de queda para bombeamento e geração numa mesma central, tal fato pode ocorrer por existirem dois (2) condutos forçados distintos, um para cada modo de operação e também porque a bomba pode operar afogada, ou seja, abaixo da cota máxima do reservatório inferior.

Levando em consideração os rendimentos para operar nos modos de geração e bombeamento é possível perceber que para cada unidade de energia armazenada, uma quantidade menor que uma unidade de energia é devolvida ao sistema quando esta se faz necessária. O rendimento global de uma CHR é calculado como o produto de seu rendimento de bombeamento pelo seu rendimento de geração.

$$\eta_g = \frac{P_{\text{gerador}}}{P_{\text{turbina}}} < 1 \quad (11)$$

$$\eta_b = \frac{P_{\text{bomba}}}{P_{\text{motor}}} < 1 \quad (12)$$

A energia a ser armazenada, a potência das máquinas e os tempos de operação nos modos de geração e bombeamento em uma CHR também são características específicas de cada projeto e são influenciados pela necessidade de armazenamento e pela disponibilidade do recurso natural, por exemplo, a capacidade do reservatório superior depende das características geográficas que possibilitarão sua alocação no ponto de maior potencial.

Seja uma CHR genérica já instalada. Sua eficiência global no ciclo de carga e descarga, contabilizando perdas no processo de armazenamento (bombeamento) e as perdas no processo de restituição (geração) da energia para a rede, admitindo um regime de operação não afetado fortemente pelas condições climáticas, pode ser obtida conforme as relações 13, 14 e 15.

$$\eta_{Glb} = \frac{E_g}{E_a} \quad (13)$$

$$\eta_{Glb} = \left(\frac{Q_g \cdot H_g \cdot \Delta t_1}{Q_b \cdot H_b \cdot \Delta t_2} \right) \cdot \eta_g \cdot \eta_b \quad (14)$$

$$\eta_{Glb} = k \cdot \eta_g \cdot \eta_b \quad (15)$$

E_a – energia armazenada em uma CHR (Wh), E_g – energia gerada por uma CHR (Wh),
 η_b – rendimento de armazenamento, η_g – rendimento de geração, η_{Glb} – rendimento global.
 H_g – Altura de queda para geração. H_b – Coluna d’água para bombeamento.

Assim definido, aplicou-se esse modelo energético de uma central hidrelétrica reversível operando juntamente com fontes de energia elétrica e a carga. Essa análise foi realizada através da solução de um problema de otimização linear que leva ao despacho ótimo da geração ponderado pela quantidade disponível de combustível por fonte e o seu respectivo preço por MWh de energia gerado.

4.1. Matriz eletroenergética

A matriz energética de uma localidade, país ou continente é o conjunto de todas as fontes primárias de energia disponíveis para serem transformadas na produção de trabalho. A matriz energética é composta pelo mix de recursos que somados representam o montante de energia disponível para ser consumida, num dado período de tempo.

As fontes primárias de energia são os energéticos encontrados na natureza, mas nem sempre na forma adequada para a utilização final dos consumidores. São encontradas sob a forma de: petróleo, gás natural, carvão, urânio, água, sol, vento, fontes geotérmicas, biomassa.

O conceito de matriz elétrica é próximo ao de matriz energética, a principal diferença é que na matriz elétrica há a transformação das diversas formas de energia primária diretamente em energia elétrica, que por sua vez é transportada pelo sistema de transmissão para o consumo sendo utilizada em processos produtivos de sistemas eletrificados.

Para este trabalho foi considerada a formação da matriz elétrica como objetivo de estudo. As centrais a serem despachadas que foram consideradas são as centrais: térmicas a carvão, térmicas a gás natural *merchant*, biomassa, nucleares, eólicas e solares, todas conectadas num mesmo sistema elétrico de potência. Como o objetivo desse trabalho não visa estudar os impactos no sistema de transmissão, esse não foi considerado e, portanto, não há limites restritivos de intercâmbio regional por se imaginar os potenciais energéticos distribuídos em um grande território. O esquema da matriz elétrica descrita é mostrado na Figura 19.

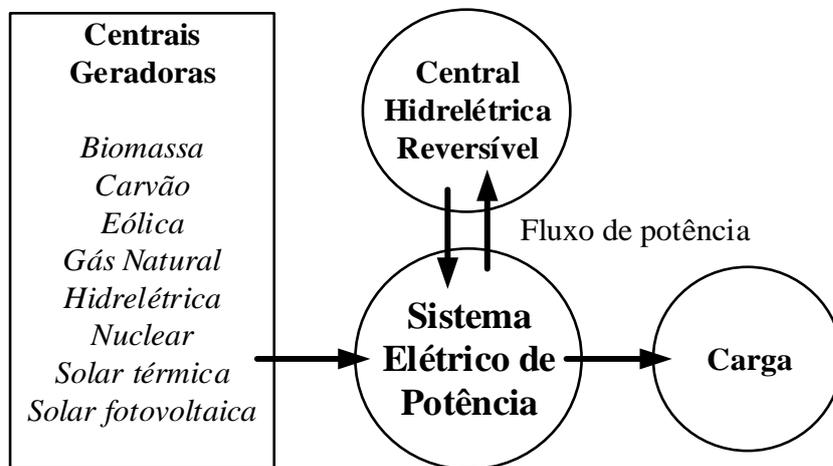


Figura 19 – Matriz elétrica e sistema de potência para atendimento à carga com CHR

O objetivo do estudo é analisar o balanço de energia entre as fontes para atender a carga avaliando se há otimização da geração ou redução do custo para produzir eletricidade ao inserir um sistema de armazenamento de energia, neste caso uma CHR. Avaliando, também, o papel do armazenamento na operação das novas renováveis, quanto à otimização do despacho dessas fontes de energia.

A demanda elétrica num sistema de potência tem uma natureza temporal, cíclica. A geração de energia elétrica é composta por diversas centrais com custos e características operativas distintas. A unidade com o menor custo operacional tem preferência para ser despachada e opera por períodos mais longos. A central com o maior custo de operação deve gerar o menor tempo possível para atender a carga com a máxima economia. Desta forma, pode-se dizer que o custo marginal do despacho da geração é crescente em função da demanda, porque as centrais são despachadas por ordem de mérito, ou seja, em relação ao seu custo variável unitário (CVU).

O nivelamento de carga, para um sistema elétrico de potência, pode ser definido como a distribuição da geração no tempo de uma forma em que a demanda variável seja atendida em períodos de tempo sequenciais e de forma alcançável. Isso implica em haver disponível no sistema uma potência instalada capaz de atender às variações e picos na demanda.

O nivelamento de carga está ilustrado na Figura 20. A unidade 1 é uma central de base, ou seja, é despachada na base da carga e opera durante todo o dia à capacidade nominal. A unidade ou central 2 gera durante todo o dia mas opera abaixo da capacidade nominal no período de 0h até 3h. A central 3 é despachada às 3 da manhã e paralisada às 21h.

A central 4 atinge sua capacidade nominal às 6h. Fica claro, ao observar a Figura 20, que as outras centrais disponíveis para atender a carga são despachadas conforme a carga cresce ou decresce, nos horários mais apropriados. A central 7 é despachada somente durante a ponta carga das 16h às 20h, e é chamada, portanto, de central de ponta de carga. Por similaridade, a central 6 também é classificada como uma central de ponta, exatamente porque sua operação está restrita à ponta da carga, ela não é despachada entre 11h e 13h e é redespachada das 13h às 21h. As unidades 2, 3, 4 e 5 são chamadas de unidades cíclicas porque seu carregamento varia com o ciclo diário da carga.

Os tempos de operação das outras unidades podem ser observados na Figura 20.(NREL, 1994)
Uma das utilizações mais importantes do armazenamento de energia em grande escala é fazer o nivelamento de carga, reduzindo a necessidade do despacho de potência máxima de centrais com CVU mais alto e evitando o desligamento de máquinas de base.

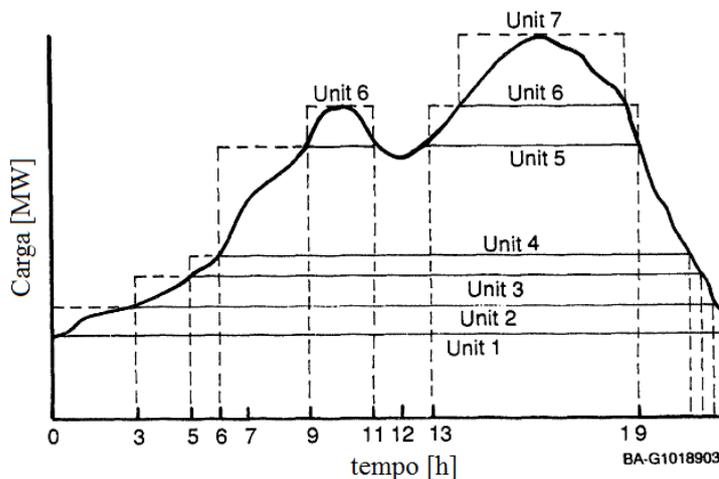


Figura 20 – Representação do despacho da geração durante um dia. (NREL, 1994)

Outra importante aplicação do armazenamento é evitar o corte de fontes não despacháveis que tenham recurso natural disponível quando a demanda está abaixo dessa capacidade de geração. Assim, evita-se o corte das fontes com variabilidade na oferta de energia, essencialmente as fontes de energia renovável, com aumento crescente de participação na matriz elétrica, podendo fazer o atendimento à carga menos dependente do despacho térmico de ponta, através da melhor equalização da oferta de energia utilizando uma Central Hidrelétrica Reversível.

Para a operação com as novas renováveis, principalmente eólica e solar, tanto pode haver excesso quando a energia não é necessária quanto haver falta quando a demanda é alta. Na Figura 21, pode-se observar o que aconteceu na Califórnia durante o eclipse total do sol ocorrido no dia 21 de agosto de 2017. Utilizando os dados publicados pelo operador do sistema interligado da Califórnia, ISO (Integrated System Operator), é possível observar como a energia solar fotovoltaica variou nos momentos em que o sol ficou eclipsado pela lua. Para comparar a geração fotovoltaica no dia do fenômeno natural com a geração solar naquele Estado em um dia de insolação normal foram plotadas as curvas de geração fotovoltaica global um dia antes e um dia depois do evento.

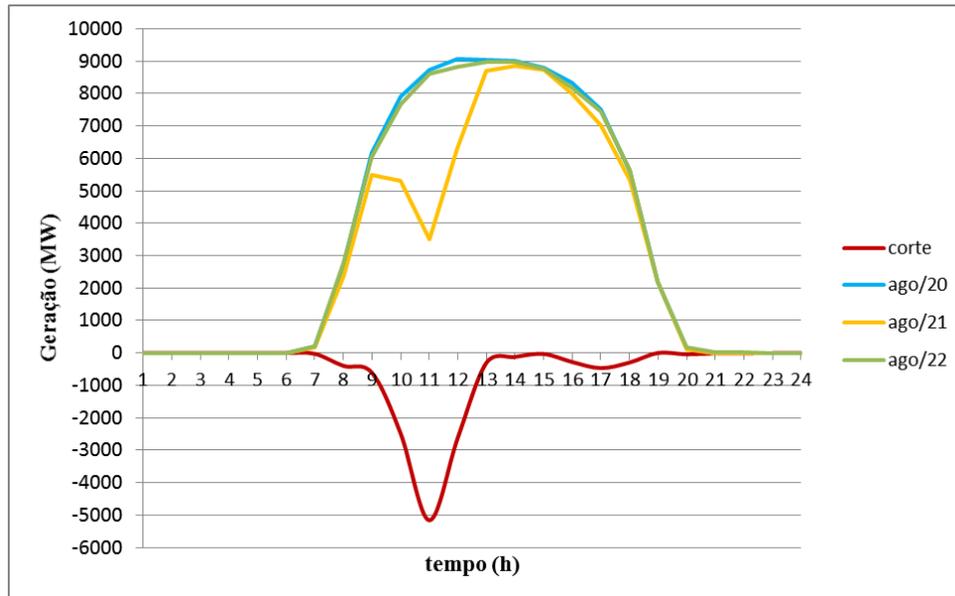


Figura 21 – Comportamento da geração fotovoltaica global na Califórnia durante o eclipse solar do dia 21 de agosto de 2017.(PHEMESTER, 2017)

A interrupção máxima dos raios solares ocorreu por volta das 11 horas da manhã, à essa hora o corte na geração fotovoltaica foi de cerca de 5000 MW. Frente a esse significativo corte na geração, o operador da Califórnia lançou mão de recursos sistêmicos, despachando centrais com capacidade de reserva e importando energia de outros subsistemas interligados. O desafio de operar um sistema com variabilidade da fonte energética, nesse caso, não veio apenas no corte, mas também na retomada da geração fotovoltaica, quando as máquinas despachadas tiveram que diminuir sua geração gradualmente, atendendo ao balanço fino entre demanda e geração.(PHEMESTER, 2017)

Portanto, partindo da premissa de que, num sistema ideal, toda a energia elétrica gerada deve ser consumida instantaneamente, ou que toda demanda instantânea deve ter uma geração equivalente também instantânea, um sistema de armazenamento pode ser por muitas vezes fundamental para equalizar os fluxos energéticos temporais num sistema elétrico de potência, fazendo o balanço entre a carga e a geração. Ainda mais relevante nesse caso se no mix de fontes desse SEP há forte participação de fontes renováveis de recurso primário variável.

4.2. Modelo para despacho ótimo da geração

Foi formulado um modelo de otimização linear com uma função objetivo que equaciona um sistema elétrico ideal no qual toda a energia elétrica gerada deve ser consumida instantaneamente. As perdas e restrições de potência com o sistema de transmissão de energia elétrica não foram consideradas. Logo, a demanda instantânea por eletricidade deve ter uma geração elétrica equivalente proveniente do mix de fontes de geração disponíveis na matriz elétrica. Esse mix será composto pelas centrais nucleares, hidrelétricas, a carvão, a gás *merchant* (ponta de carga ou gás pico), eólicas e solares. As Equações 16 e 17 mostram a abordagem adotada para resolver o problema de despacho ótimo da geração.

$$P_t = D_t \quad (16)$$

$$P_t = \sum_{\substack{i \in I \\ t \in T}} p_{it} \quad (17)$$

Onde P_t é a potência total gerada no intervalo de tempo t e D_t é a carga do sistema no intervalo de tempo t . p_{it} é a potência gerada por cada tipo de fonte no intervalo de tempo t . I é o conjunto de fontes, i.e., nuclear, hídrica, carvão, gás pico, eólica e solar; e T é o número de intervalos de tempo considerados.

Valendo-se do conceito de CVU, no qual o operador do sistema despacha a máquina mais barata primeiro e segue despachando as outras unidades mais caras até que a demanda seja atendida; o custo de geração para cada instante ou período de tempo pode ser obtido através da multiplicação da potência desenvolvida por cada grupo de geradoras pelo custo de geração naquele intervalo de tempo somado ao custo de manutenção da capacidade instalada. A solução ótima para atender a demanda está ligada ao conjunto de fontes geradoras disponíveis despachadas que resultam no menor preço de geração para o sistema.

Neste estudo, trabalhou-se com valores normalizados de geração, os quais já embutem no preço do MWh gerado os custos de investimento por unidade de potência e os custos de disponibilidade da central, quais sejam de disponibilidade e manutenção de máquinas e estruturas por MWh gerado.

Para alcançar o mínimo custo de operação do sistema o problema de otimização foi resolvido usando programação linear. O método consiste em atingir o menor custo para atender a demanda fazendo a composição do parque gerador. O balanço foi feito considerando preços diferenciados para as fontes disponíveis: nuclear, carvão, gás pico, hídrica, eólica e solar. A função objetivo da otimização é mostrada na Equação 18; seus parâmetros foram condicionados a restrições e comparações lineares.

$$D_t = \sum_{\substack{i \in I \\ t \in T}} x_i p_{it} \quad (18)$$

Onde D_t é a carga do sistema no intervalo de tempo t . x_i – é o multiplicador que pondera a quantidade de energia gerada por cada tipo de fonte i no intervalo de tempo t . p_{it} – é a potência disponível para gerar energia da fonte i no intervalo de tempo t .

Um dos pontos investigados com a simulação foi o de testar se uma CHR pode maximizar a participação de novas renováveis, principalmente eólica e solar, num ambiente de competição com outras fontes. Isso significa evitar cortes na geração eólica e solar em períodos de baixa demanda e minimizar o despacho das máquinas – a carvão, nucleares e gás de ponta, caso o despacho renovável tenha CVU mais baixo. Para simular a quantidade disponível de energia no sistema foram usadas entradas de dados energéticos sobre a disponibilidade dos recursos e através do modelo de otimização, foi possível quantificar um montante de energia extra, quando existente, disponível para dimensionar uma reversível que otimize a operação do sistema.

A resolução do problema proposto foi feita através de um modelo para implementação no solver do Microsoft Excel, através do modelo *Simplex*®. A equação necessária para a solução depende de coeficientes ponderantes que multiplicam as fontes de geração disponíveis, ajustando sua participação global para atender a Demanda instantânea com o menor custo para o sistema.

Para ponderar a participação de cada tipo de fonte geradora por mérito de despacho foram utilizados os custos globais normalizados da consultoria americana [Lazard](#) para o ano de 2017. (LAZARD, 2018). Os custos normalizados da energia gerada podem ser calculados através da expressão 19 e internalizam o capital necessário para gerar um MWh de energia elétrica levando-se em consideração os custos de implantação e efetivamente geração da energia por tipo de fonte.

$$CN = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(i+1)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(i+1)^t}} \quad (19)$$

CN – custo normalizado da energia (US\$/kWh), I_0 – Investimento inicial (US\$), A_t – Custos totais no ano t (US\$), M_{el} – Energia elétrica gerada no ano t (kWh), n – vida útil técnica (anos), t – ano da vida útil técnica (1, ... ,n), i – taxa de desconto (WACC%).

Portanto, foram extraídos do relatório os valores de preços por MWh gerado para cada tipo de fonte considerada nessa simulação. É importante notar que os preços para cada tipo de fonte de energia variam dentro de uma faixa que tem seu início no menor custo encontrado para determinada fonte dentro do parque gerador e seu fim no maior custo encontrado para determinada fonte dentro do parque gerador. Tais faixas de variação de preços foram praticadas no mercado americano de energia elétrica no ano de 2017 e podem ser observadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Custos normalizados de energia elétrica.

Tipo de Fonte	US\$/MWh		
	Mínimo	Máximo	Média
Solar fotovoltaica concentrada	49	61	55
Solar fotovoltaica distribuída	78	135	106.5
Solar térmica concentrada	119	182	150.5
Eólica no continente	32	62	47
Eólica no mar	118	118	118
Biomassa	77	110	93.5
Gás pico	165	217	191
Nuclear	97	136	116.5
Carvão	60	143	101.5
Hidrelétrica	40	77	58.5
Central Hidrelétrica Reversível	188	274	231

Fonte:(LAZARD - Version 11.0, 2017)

O custo final da energia por fonte foi usado para ponderar quanto da capacidade instalada disponível por tipo de fonte é despachada. Os valores de custo da energia que reflete a tarifa de eletricidade podem ser encontrados dentre sistemas eletroenergéticos de magnitude e localidades diferentes. De maneira geral, foi adotado o valor médio de cada fonte como pode ser visualizado no Tabela 9, os valores máximos e mínimos também foram usados para averiguar a existência de condições de operação mais favoráveis técnico-economicamente.

Foram formulados cenários de mixes de fontes de energia e em cada um desses cenários foi analisada a necessidade do componente de armazenamento de energia e a efetividade desse armazenamento na redução dos custos globais de operação do SEP. Cabe observar que como as comparações são relativas, os preços de energia adotados representam uma realidade sistêmica global, devendo serem substituídos por custos específicos para a análise de determinados mercados regionais.

Optou-se por usar os custos calculados por essa consultoria por serem valores constantemente atualizados e porque os preços refletem um cenário real de competição de mercado em uma mesma base energética e econômica. Os custos normalizados de energia também internalizam o preço do investimento inicial necessário para a construção de uma determinada central em cada MWh gerado por essa central.

4.3. Formulação de Cenários

O problema de otimização linear para o despacho ótimo com menor custo global foi resolvido para três diferentes matrizes de geração de energia elétrica, Cenário 1, 2 e 3. Em cada um dos cenários foi considerado um aumento da participação das novas renováveis dentro do mix de fontes que compõem a matriz elétrica como projeção de crescimento dessas fontes. Todos as entradas de dados de recursos energéticos foram tomadas de fontes reais e normalizadas para a base 1pu e posteriormente multiplicados pela capacidade instalada disponível por fonte, em cada Cenário.

As fontes térmicas fósseis e nucleares foram consideradas com suprimento suficiente para gerar energia sempre que demandadas, na base da carga ou atendendo as demandas de pico, levando em consideração sua eficiência na conversão.

A função do recurso natural eólico utilizada foi obtida da base de dados de Acompanhamento de Dados Anemométricos (AMA) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) através da média de 10 anos de ventos no Estado brasileiro do Ceará, calculando um dia médio de ventos nessa localidade considerando os períodos seco e úmido. É possível observar na Figura 22 que a disponibilidade do recurso eólico é maior no período seco, sendo esta fonte complementar à hidráulica, apresentando sinergia para a geração de energia elétrica na matriz.

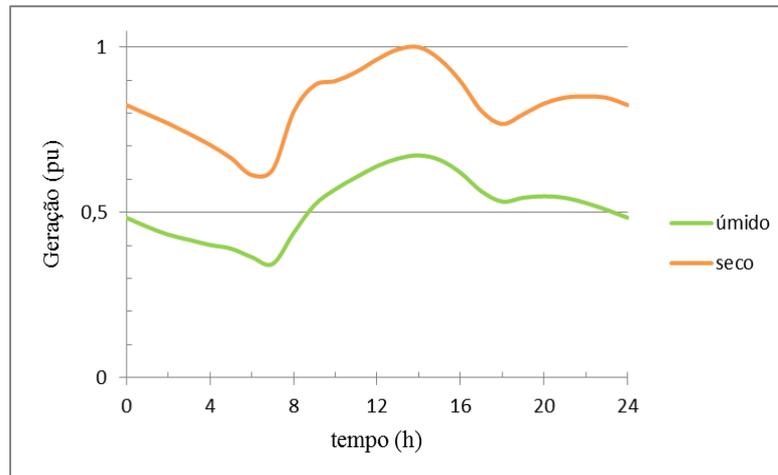


Figura 22 – Recurso eólico disponível em um dia médio no estado brasileiro do Ceará.

Elaborado a partir de: (AMA - EPE, 2017)

A função do recurso natural solar utilizada foi obtida da base de dados do NREL através da média de 10 anos de irradiação solar incidente no estado americano do Novo México, fazendo um dia médio de isolamento nessa região. Na Figura 23 abaixo é possível observar o perfil da curva de incidência solar normalizada.

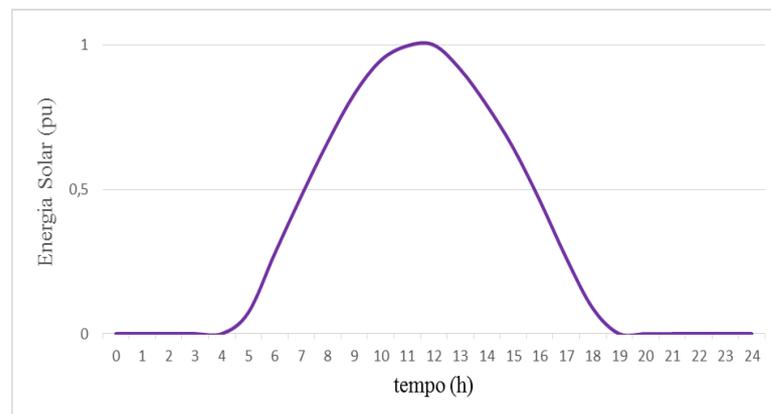


Figura 23 – Recurso solar disponível em um dia médio de setembro no estado americano Novo México. (NREL, 2007)

A função do recurso natural hídrico utilizada foi obtida do banco de dados da Agência Nacional de Águas (ANA). Na curva de duração de vazões, foi utilizado o percentil 0,55 das vazões médias históricas de 10 anos do Rio Grande (estação:61915005) do período sazonal seco. Na Figura 24 pode-se visualizar o perfil da duração das vazões para o recurso hídrico adotado.

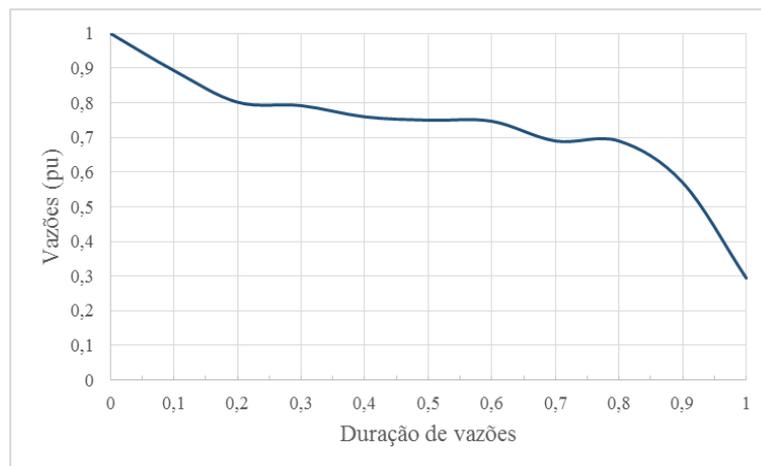


Figura 24 – Duração de vazões da série histórica de 10 anos para o Rio Grande no sudeste brasileiro. (ANA,2017)

Nesse estudo, foi testado um modelo energético para dimensionar a capacidade necessária do armazenamento de grande escala dentro de um sistema elétrico de potência, a partir da entrada de dados de características específicas, inerentes a cada sistema. Também foi testada a premissa básica do funcionamento de uma Central Hidrelétrica Reversível que é armazenar energia quando esta é abundante e barata em períodos de carga leve para gerar quando a energia é escassa e cara, competindo com fontes geradoras que atendem a ponta do consumo e tendem a ser mais onerosas, justamente por refletir seu custo de disponibilidade para períodos de demanda crítica.

4.3.1 Cenário 1

A composição da matriz elétrica do Cenário 1 representa um sistema hidrotérmico de base hídrica e considera uma projeção de aumento na participação de renováveis eólica e solar para o ano de 2030, que pode ser melhor compreendido ao observar e comparar as Figuras 25 e 26. No Cenário 1, as centrais hidrelétricas foram consideradas a fio d'água e, portanto, utilizam apenas a energia natural afluyente, correspondente à série de vazões mostrada na Figura 24, e não possuem reservatório para regularização sazonal. Foi considerado o cenário hídrico mais restritivo para o sistema quanto à sazonalidade, ou seja, o período seco, nesse período a aflluência hídrica é de 55% da média de aflluências máximas de séries de dados em 10 anos.

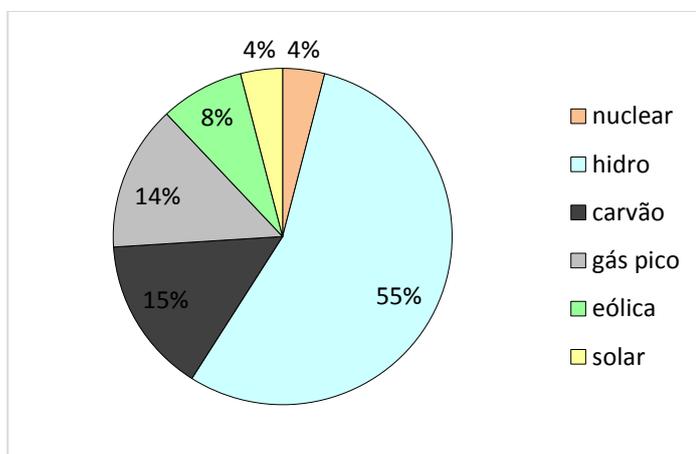


Figura 25 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema de base hídrica.

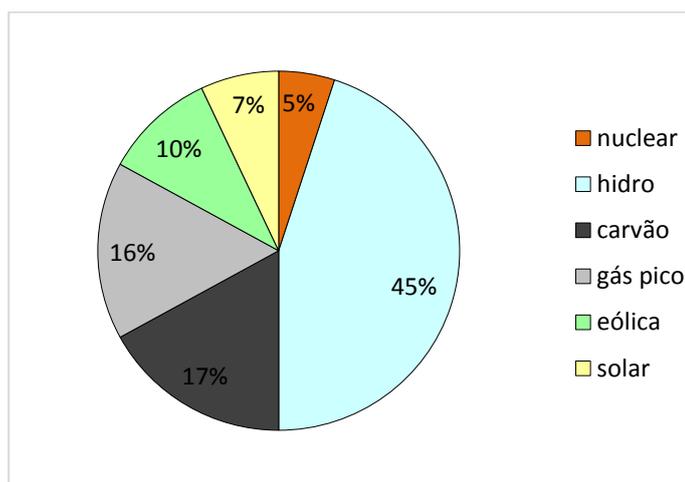


Figura 26 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema de base hídrica com aumento da participação das fontes eólica e solar no horizonte 2030.

4.3.2 Cenário 2

O Cenário 2 é a simulação de um sistema de geração de base térmica projetando a entrada de energia renovável para 2027. No Cenário 2 foi proposta a mudança de um sistema de base termelétrica para um com maior integração de novas renováveis: eólica e solar. Também foram avaliadas as variações de flexibilidade e inflexibilidade térmica para o sistema base desse cenário, com o objetivo de testar se o sistema atual já se beneficiaria da utilização de uma central de armazenamento. Essas matrizes foram valoradas com o uso do modelo de otimização para obter a melhor combinação das quantidades despachadas de cada fonte. Já para o cenário projetado em 2027, o despacho ótimo, pode evidenciar algum excedente de energia renovável no sistema, e também foi feita a modulação de flexibilidade e inflexibilidade térmica. O objetivo foi verificar ganhos econômicos na agregação de mais potência de novas renováveis juntamente com o componente de armazenamento, central hidrelétrica reversível. O avanço na matriz base para a matriz 2027 pode ser visto comparando a Figura 27 e a Figura 28.

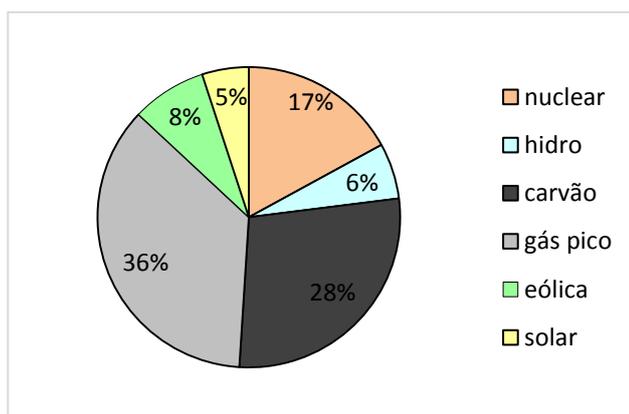


Figura 27 – Mix de fontes de Energia por potência instalada em um sistema de base térmica.

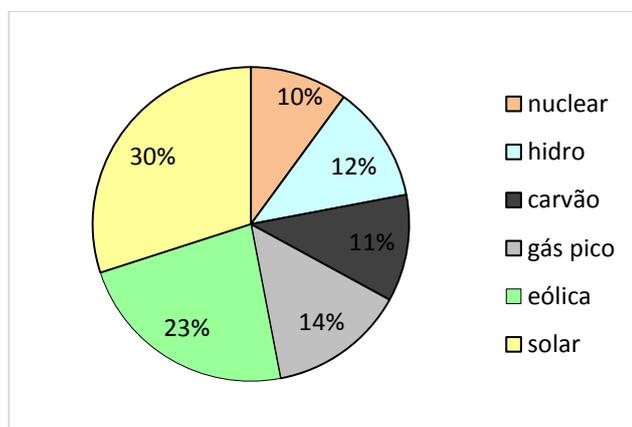


Figura 28 – Aumento de renováveis no sistema térmico no horizonte 2027.

4.3.3 Cenário 3

O Cenário 3 é um sistema de geração de energia com a matriz totalmente renovável planejado para o horizonte 2050. A participação de cada fonte na matriz de geração está representada em potência instalada. A Figura 29 abaixo mostra a composição da matriz elétrica em % de participação de cada tecnologia de geração de eletricidade.

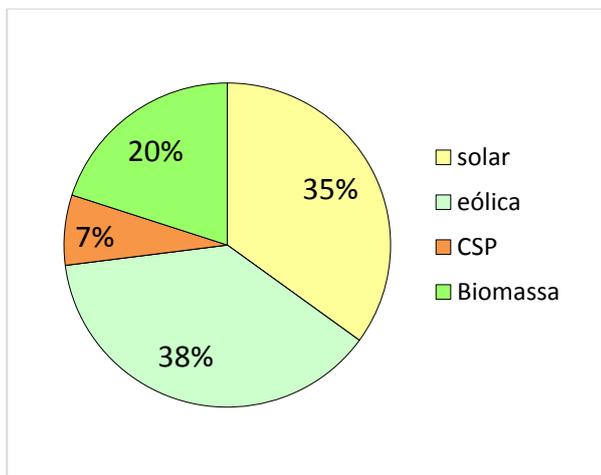


Figura 29 – Mix de fontes de energia por potência instalada em um sistema composto somente por fontes renováveis no horizonte 2050. CSP – Solar Térmica Concentrada.

No cenário 3, somente renováveis, as fontes de Energia na matriz são as solares fotovoltaica e térmica concentrada, eólica no continente e biomassa. A capacidade instalada total é de 154 GW e como as fontes são intermitentes, não despacháveis, é natural prever que um sistema de armazenamento de energia será indispensável para operação e atendimento à carga.

O propósito das simulações para esse Cenário foi testar se a inserção de uma CHR no Sistema elétrico de potência resultaria em ganhos operacionais e financeiros sob a ótica do despacho ótimo em ordem de mérito. O modelo foi alimentado com dados de um possível futuro sistema composto somente com fontes renováveis.

4.4. Simulações dos Cenários

O modelo de otimização foi resolvido utilizando a função objetivo enunciada e utilizando os dados dos recursos naturais renováveis adaptados de localidades reais conforme foi descrito. Nesta parte do trabalho foi usada a base de 100 GW multiplicando os valores normalizados para comparar os resultados obtidos em uma ordem de grandeza de sistemas de potência existentes, facilitando o entendimento, a análise e a percepção das variações encontradas.

4.4.1 Cenário 1

Os resultados das simulações para o Cenário 1 (2030) sugerido na seção anterior são mostrados e discutidos a seguir. Foi calculado o despacho ótimo para a matriz elétrica de 2030, com aumento da participação das novas renováveis, eólica e solar fotovoltaica. A Figura 30 representa o resultado gráfico obtido sem a inserção de uma CHR no sistema. Somente as centrais nucleares foram consideradas inflexíveis. A geração de energia elétrica proveniente das outras fontes oscilou com os preços de mercado informados na Tabela 9, e ficou limitada pelas disponibilidades do recurso energético e da capacidade instalada.

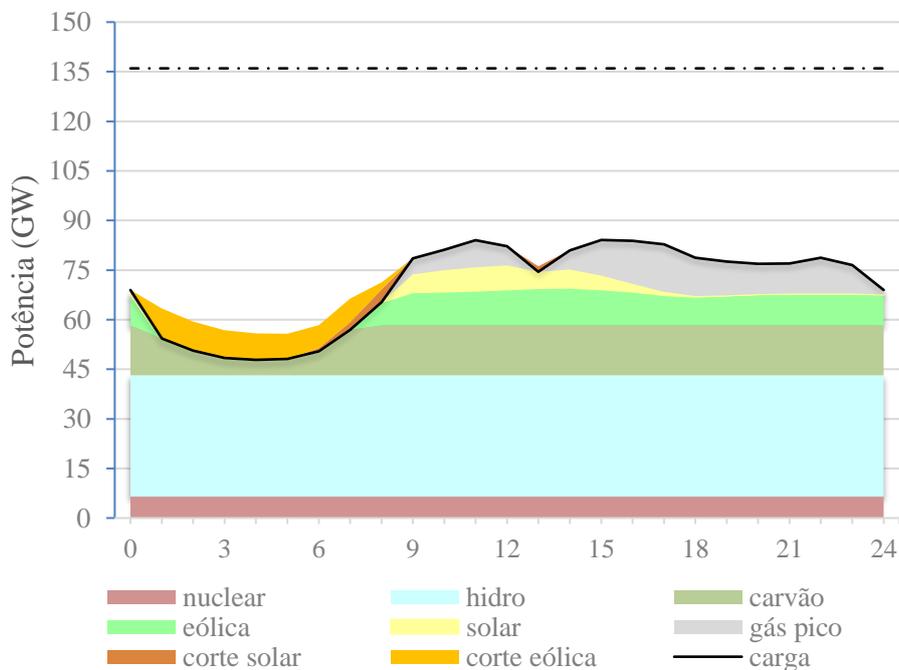


Figura 30 – Despacho ótimo para a matriz hidrotérmica sem CHR.

Os preços da energia utilizados na solução da função objetivo podem ser visualizados na Tabela 10. Ao manter as nucleares inflexíveis, por características intrínsecas da tecnologia, mesmo que com um preço mais alto por MWh, há corte de geração renovável eólica e solar mesmo que tenham um CVU mais baixo. A Figura 31 mostra o resultado da simulação quando uma capacidade CHR de 5GW, 3,5% da capacidade total, é inserida no sistema.

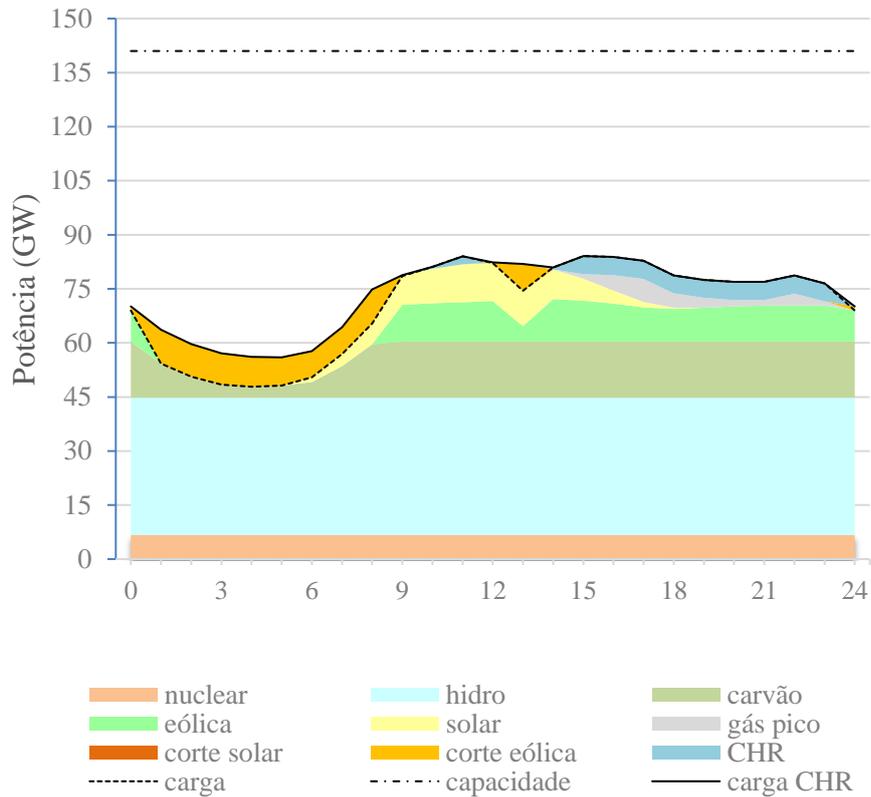


Figura 31 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 1 (2030), sistema opera com CHR.

Tabela 10 - Preço da energia por fonte considerado no Cenário 1 (2030).

Fonte de energia	US\$/MWh	Fator de Capacidade
Nuclear	97	0,95
Hidrelétrica	40	0,60
Carvão	60	0,65
Eólica	62	0,60
Solar	55	0,32
Gás pico	191	0,95
CHR	188	-

Se uma CHR for introduzida no mix de recursos da matriz elétrica, a energia renovável desperdiçada torna-se armazenável. Durante o período de baixa demanda a reversível utiliza a energia disponível para bombear água, armazenando energia para usos futuros. Se essa energia for proveniente de fontes renováveis, é possível evitar o corte de geração que utiliza combustível gratuito. O corte evitado na geração renovável poder ser visualizado na Tabela 11.

No horário de ponta carga, quando as centrais a gás são despachadas no modelo sem armazenamento, as reversíveis podem liberar parte da energia demanda evitando o despacho de centrais mais caras que utilizam combustíveis fósseis, como pode ser visualizado na Figura 31.

Tabela 11 - Resultados da Simulação para o Cenário 1 (2030).

Cenário 1 (2030)	Sem CHR	Com CHR
Corte de energia renovável (GWh)	59,9	2,9
Custo médio da energia durante o dia (US\$/MWh)	70,3	65,4
Capacidade Instalada (GW)	136	141

Neste cenário o uso de uma central reversível possibilitou atender a demanda de pico com a energia renovável que seria cortada, deslocando o bloco de energia para o momento de necessidade de consumo, trazendo um custo operacional de 5 US\$/MWh mais baixo.

4.4.2 Cenário 2

No Cenário 2, foi considerado que as fontes de energia competem livremente entre si a preços de mercado e são despachadas pelo custo da energia, por ordem de mérito de CVU, exceto pela fonte nuclear que opera com inflexibilidade, num primeiro momento. Nesse cenário somente há excedente de energia renovável quando o recurso está disponível e o preço por MWh dessa energia é mais caro que o da última fonte despachada.

A Figura 32 mostra os resultados da otimização para o despacho das fontes conforme o mix base do Cenário 2, apresentado na Figura 27. Nesse cenário a energia eólica é mais cara que o carvão, vide Tabela 12. Para essa simulação devido à inflexibilidade nuclear e ao preço mais alto da energia eólica há corte na geração de energia renovável eólica.

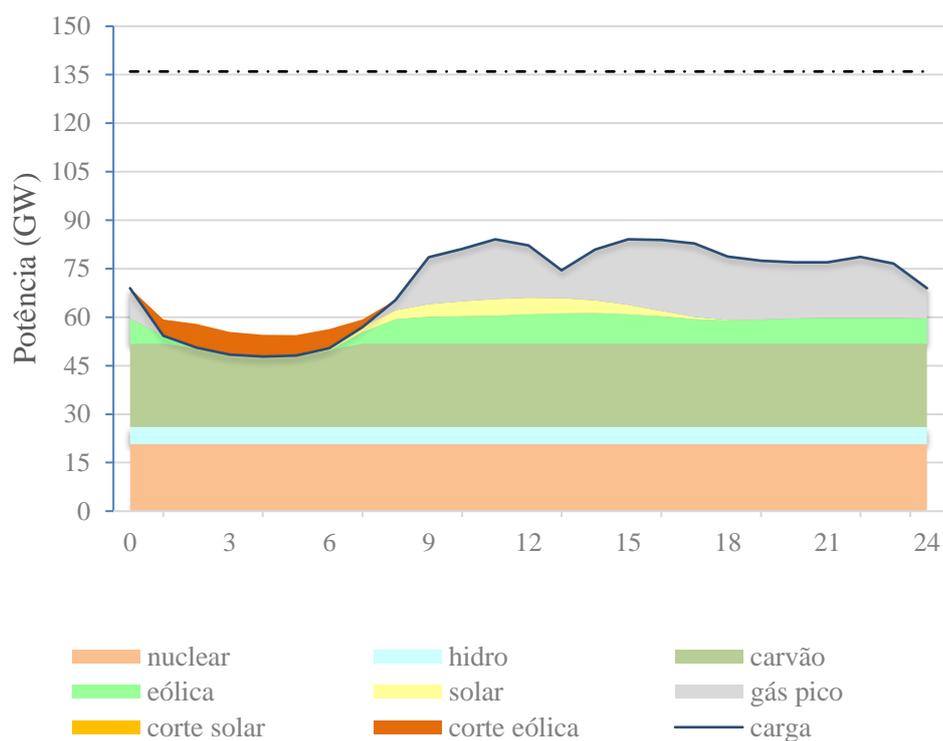


Figura 32 – Despacho ótimo da geração no Cenário 2, caso base, com inflexibilidade nuclear.

A Tabela 12 mostra os preços por MWh por fonte adotados no Cenário 2 (base) e seus respectivos fatores de capacidade utilizados para indicar a disponibilidade média de cada tipo de planta geradora no sistema elétrico.

Tabela 12 – Preço da energia considerado no Cenário 2, por fonte

Fonte de energia	US\$/MWh	Fator de capacidade
Nuclear	97	0,95
Hidráulica	58.5	0,55
Carvão	60	0,65
Eólica	62	0,60
Solar	49	0,32
Gás pico	191	0,95
CHR	-	-

Portanto, para o despacho ótimo desse cenário há um corte de 43,6 GWh de energia eólica e o custo médio mínimo por unidade de energia gerada para atender a carga é de 90 US\$/MWh. Tais valores também são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultados da simulação para o Cenário 2, nuclear inflexível

Cenário 2 (base, nuclear inflexível)	Sem CHR
Corte de energia renovável (GWh)	43,6
Custo médio da energia durante o dia (US\$/MWh)	90,0
Capacidade Instalada (GW)	136

Por outro lado, se as centrais nucleares podem operar com flexibilidade e variar seu despacho em relação aos preços da energia no mercado e se a energia eólica é mais barata que a energia nuclear, o despacho ótimo resulta numa utilização total da geração de energia renovável disponível no sistema e não há necessidade de armazenamento para compensar e acumular o excedente para uso posterior, uma vez que as térmicas a carvão serão o backup quando não houver recurso renovável para gerar energia. O resultado dessa simulação descrita, ainda para o Cenário 2 (base), pode ser observado na Figura 33. Os preços considerados foram os mesmos apresentados na Tabela 12 e os resultados são apresentados na Tabela 14. Dessa simulação é possível inferir que os sistemas de base térmica, operando com flexibilidade, são capazes de absorver a variabilidade média da fonte renovável eólica numa escala pequena de utilização dessa fonte frente à capacidade instalada do sistema, nesse caso de 8%.

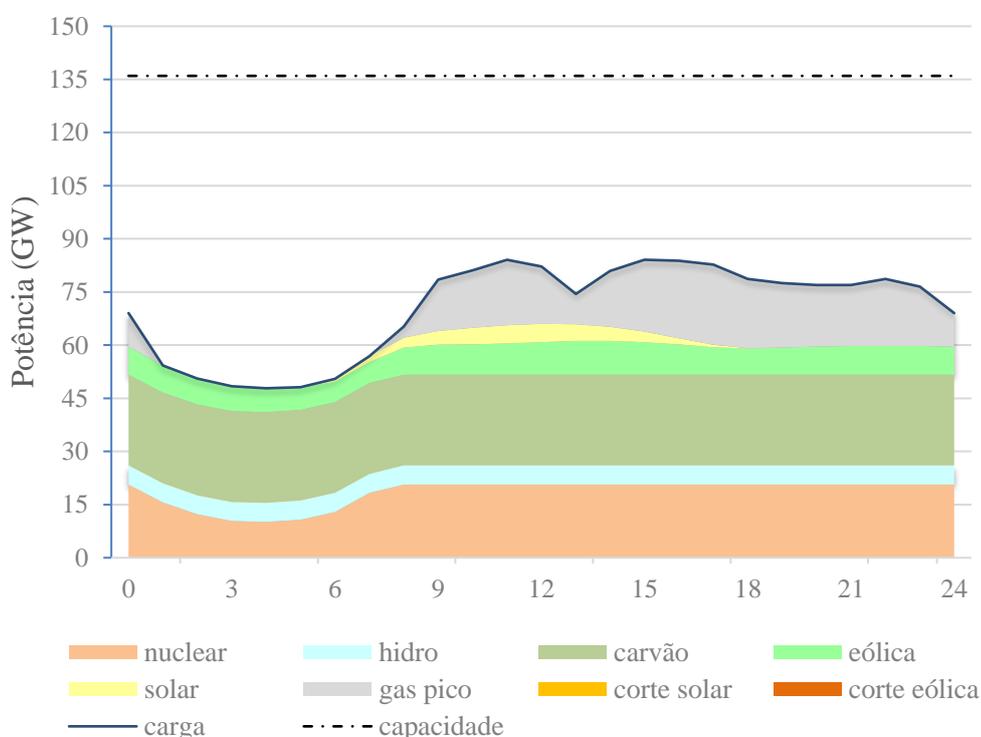


Figura 33 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 2 (base) com flexibilidade nuclear.

Portanto, para o despacho ótimo desse cenário não há corte de energia eólica e o custo médio mínimo por unidade de energia gerada para atender a carga é de 88,5 US\$/MWh, menor que o custo do Cenário 2 (base), quando o sistema operava com inflexibilidade térmica nuclear. Alguns resultados da simulação são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 – Resultados da simulação para o Cenário 2, nuclear flexível.

Cenário 2 (base, nuclear flexível)	Sem CHR
Corte de energia renovável (GWh)	0,0
Custo médio da energia durante o dia (US\$/MWh)	88,5
Capacidade Instalada (GW)	136

Ainda dentro do Cenário 2, mas agora considerando o crescimento de renováveis num cenário para o ano 2027, como mostrado na Figura 28, e considerando os preços por MWh gerado indicados na Tabela 15 e ainda considerando o despacho térmico a carvão e nuclear inflexíveis como restrição sistêmica, a solução de mínimo custo para operação do sistema sem a inserção do componente de armazenamento CHR pode ser visualizada na Figura 34.

Tabela 15 – Preços da energia usados no Cenário 2, por fonte.

Fonte de energia	US\$/MWh	Fator de Capacidade
Nuclear	97	0,95
Hídrica	40	0,60
Carvão	60	0,65
Eólica	32	0,60
Solar	49	0,32
Gás pico	191	0,95
CHR	188	0,87

Na Figura 34 é possível verificar que houve corte na geração de energia renovável tanto eólica, quanto solar, além disso, no período noturno houve um grande despacho de usinas à gás para atendimento de demanda pico, esse tipo de central que opera por disponibilidade entrega energia a um preço muito elevado.

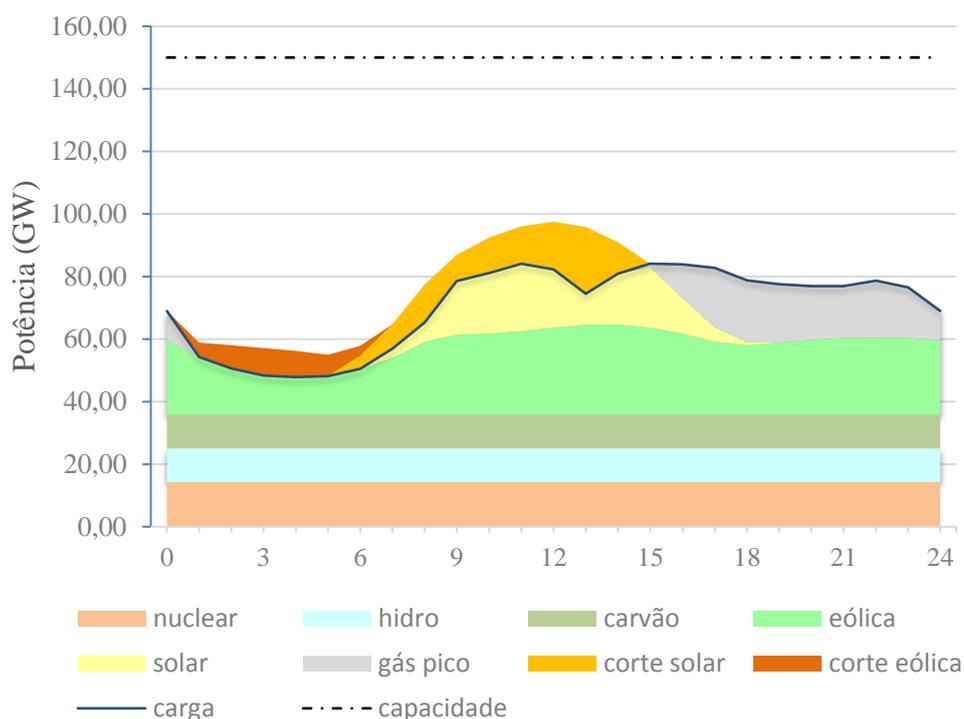


Figura 34 – Despacho ótimo da geração com crescimento de renováveis, gerando com inflexibilidade térmica a carvão e nuclear.

Com essas condições de contorno para o despacho ótimo foi possível criar um cenário dimensionante para inserção de uma central reversível para operar em balanço com o corte de energia renovável que foi de 89,5 GWh, em um dia médio de disponibilidade de recursos energéticos renováveis.

Na Figura 35, é mostrado o resultado da simulação de despacho ótimo para o Cenário 2 (2027) com aumento de novas renováveis e também a inserção de uma CHR para fazer o nivelamento de carga. Observa-se que a CHR eleva a carga do sistema quando opera em modo de bombeamento, entre 1h e 15h, aproveitando a energia renovável que antes seria cortada e, em outro momento do dia, no pico da carga noturna, descarrega sua energia, balanceando a operação do parque gerador ao diminuir o despacho térmico a gás na ponta da carga

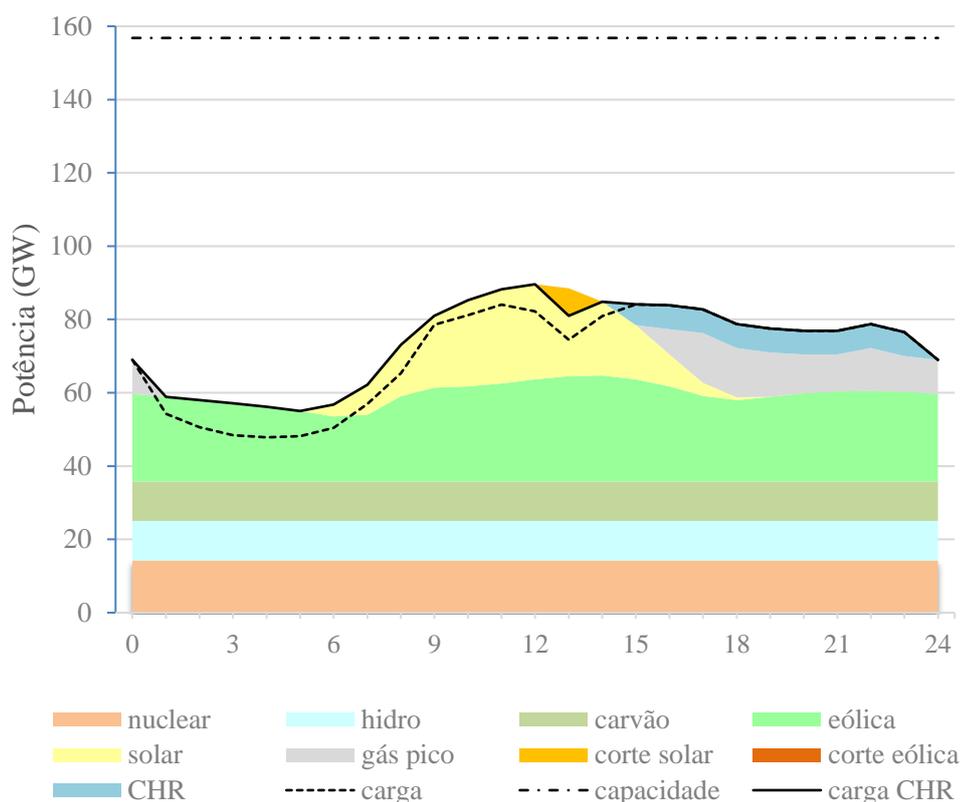


Figura 35 – Despacho ótimo da geração com crescimento de renováveis, gerando com inflexibilidade térmica a carvão e nuclear, com CHR.

Um sistema de armazenamento de 6,5 GW de capacidade instalada foi suficiente para armazenar 96% da energia renovável excedente tornando a operação do sistema mais barata em US\$1,2 por MWh gerado. O corte evitado de energia renovável no sistema elétrico quando opera com CHR pode ser observado na Tabela 16.

Tabela 16 – Resultados da simulação para o Cenário 2, térmicas a carvão e nuclear inflexíveis

Cenário 2 (2027) – crescimento de renováveis	Sem CHR	Com CHR
Corte de energia renovável (GWh)	89,5	3,75
Custo médio da energia durante o dia (US\$/MWh)	66,1	64,9
Capacidade Instalada (GW)	150	156,5

4.4.3 Cenário 3

O resultado da simulação no cenário 3, matriz renovável, mostra excedentes de energia durante boa parte do dia, desde 1 da manhã até às 16h da tarde, incluindo o período de pico de demanda, como pode ser observado na Figura 36.

E além disso, o modelo não converge, ou seja, não atende a carga entre as 16h e 24h, já indicando que o sistema de armazenamento de energia deixa de ser um componente otimizador do sistema, passando a ser fundamental para atender a demanda, possibilitando o balanço de energia. Uma outra opção seria aumentar a capacidade instalada de geração, mas essa não é a melhor solução porque mesmo que na maior parte dos dias a carga seja atendida, haveria sempre um grande corte na potência despachável e as centrais operariam com o fator de capacidade muito baixo.

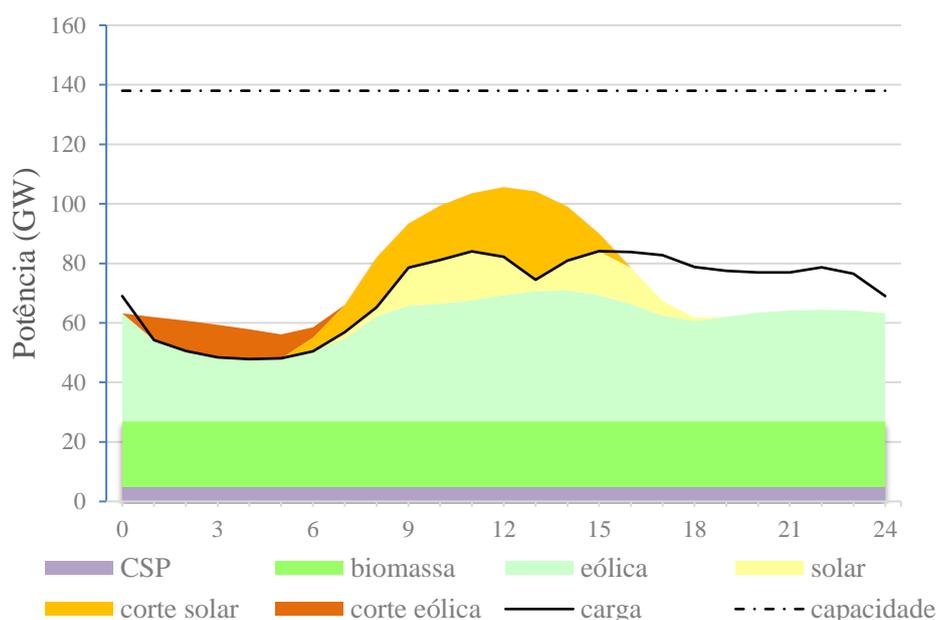


Figura 36 – Despacho ótimo da geração no Cenário 3, Sistema operando sem armazenamento.

Quando o Sistema opera com a capacidade de armazenamento de uma CHR a quantidade extra de energia nos períodos de abundância do recurso natural pode ser armazenada na forma de energia potencial, no reservatório superior. Uma fração dessa energia não é restituída devido às perdas cíclicas de armazenamento e geração, essas perdas foram consideradas na formulação do modelo. A eficiência cíclica adotada para a operação da central reversível foi de 85%, próxima ao limite superior dessa tecnologia.

Ao inserir uma CHR no sistema de potência do Cenário 3 (2050), a capacidade instalada de 17 GW é necessária para fazer o balanço de potência no sistema. Esse montante de armazenamento representa 12,5% da capacidade instalada total. Desta maneira, é possível interpretar que quanto maior a variabilidade das fontes de energia que suprem uma matriz Elétrica, maior a capacidade de armazenamento a ser instalada para as operações e instalações de larga escala.

Na Figura 37 observa-se o aumento da carga nos períodos de baixa demanda devido à potência das bombas que guardam a energia do sol e do vento nos reservatórios superiores das centrais reversíveis para que essa energia possa ser utilizada quando não há recurso natural afluyente suficiente para atender a demanda, evitando cortes de carga pelo operador do sistema.

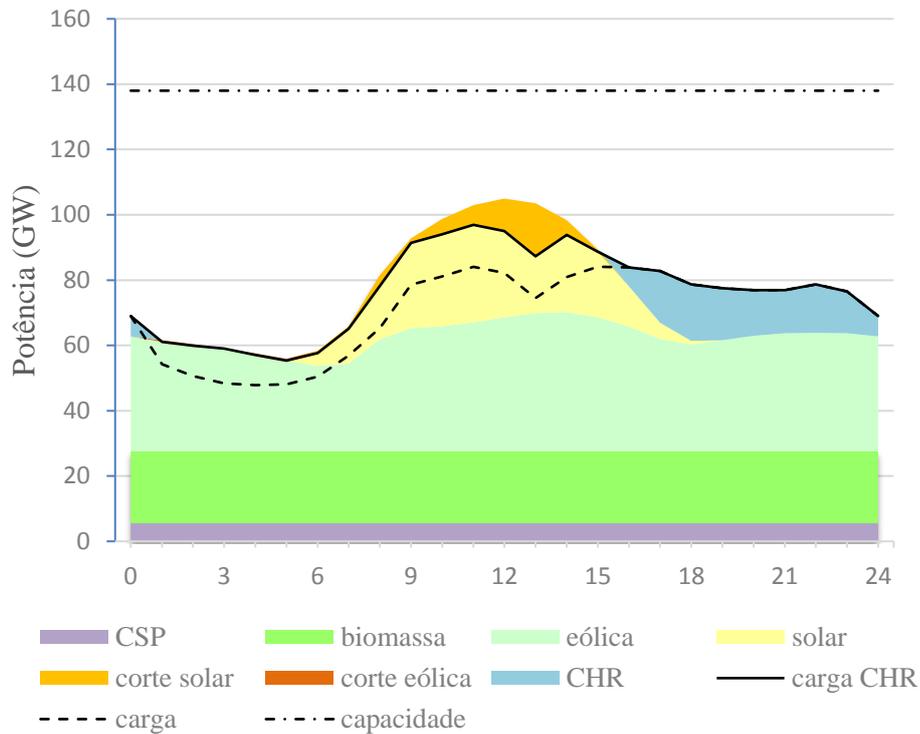


Figura 37 – Despacho ótimo da geração para o Cenário 3, Sistema operando com CHR.

Os preços por MWh por fonte adotados no Cenário 3, totalmente renovável, estão na Tabela 17, bem como os respectivos fatores de capacidade utilizados para indicar a disponibilidade média de cada tipo de planta geradora no sistema elétrico.

Tabela 17 – Preços da energia usados por fonte no Cenário 3.

Fonte	US\$/MWh	Fator de Capacidade
CSP*	119	0,50
Biomassa	77	0,80
Eólica	32	0,60
Solar	49	0,32
Gás pico	191	0,95
CHR	188	-

*CSP – Solar Térmica Concentrada

Apesar da operação com um sistema de armazenamento no Cenário 3, ainda houve corte de energia renovável, vide Tabela 18. Estudos mais aprofundados, com maior discretização dos dados de entrada do otimizador e com utilização de ferramentas e códigos mais desenvolvidos podem levar a uma melhor otimização da capacidade instalada de centrais hidrelétricas reversíveis para um sistema desse tipo, mas pequenos cortes num período médio também podem indicar sobrecapacidades projetadas para maximizar o a geração de energia em períodos específicos de baixa disponibilidade dos recursos naturais.

Tabela 18 - Resultados da Simulação no Cenário 3

Cenário 3	Sem CHR	Com CHR
Corte de energia renovável (GWh)	190,7	27,5
Custo médio da energia durante o dia (US\$/MWh)	63,0*	60,3
Capacidade Instalada (GW)	137	154

*o custo operacional do sistema sem uma CHR foi calculado como se em seu lugar fosse feito o despacho de uma usina a gás *merchant*.

Comparando o ganho causado pela operação com CHR nos Cenários desenvolvidos é possível quantificar que no Cenário 1 a operação é 7% mais barata quando operando com a CHR, ao acumular energia eólica extra. No Cenário 2, analisando o aumento das renováveis, o custo de operação é 2% menor despachando o sistema com uma CHR, e no cenário 3 além de ser 4,3% mais barato operar o sistema com uma CHR se comparada à uma turbina a gás *merchant*, sua utilização é mandatória para que o sistema possa operar somente com fontes renováveis, valendo-se do armazenamento de energia gerada a partir de fontes que não tem custo de combustível associado para gerar eletricidade em períodos de baixa demanda elétrica.

5. Conclusão

O primeiro objetivo desse estudo foi elaborar um modelo de otimização do despacho da geração no qual fosse possível simular um sistema técnico-econômico para avaliar a efetividade da inserção das Centrais Hidrelétricas Reversíveis em quaisquer sistemas elétricos de potência que operem em bases energéticas distintas. O modelo atendeu às expectativas no sentido de não ter apresentado discrepâncias ou erros na priorização das fontes a serem despachadas, colocando sempre em primeiro lugar a fonte mais barata com capacidade disponível, a não ser que lhe fosse informado alguma prioridade de despacho, como feito com a inflexibilidade das usinas térmicas. A premissa de que uma CHR pode desempenhar um papel fundamental no gerenciamento de grandes blocos de energia no tempo foi testada e o resultado alcançado foi positivo e satisfatório já que foi possível quantificar, nos Cenários formulados, o comportamento técnico-econômico das centrais reversíveis em termos de operação num mercado de energia genérico e hipotético.

O modelo foi alimentado com dados reais de recursos naturais e todas as centrais geradoras foram modeladas através das equações que rejeitam seu funcionamento. Foram criados cenários hipotéticos para a validação do modelo, no entanto os dois sistemas utilizados nos Cenários 1 e 2 são matrizes elétricas típicas, o Cenário 1 de base hídrica e o Cenário 2 de base termelétrica, sistemas esses de fácil correlação com sistemas de potência existentes em muitos países. O modelo também foi alimentado com dados de um mix de fontes hipotético, futurista, o Cenário 3, no qual o atendimento à demanda teve que ser satisfeito utilizando apenas fontes de energia renovável. Foi observado em todas as simulações que o custo operacional médio dos sistemas em US\$/MWh diminuiu quando havia energia renovável barata substituindo o carvão e usinas nucleares, e diminuiu ainda mais quando havia uma Central Hidrelétrica Reversível.

No desenvolvimento também foi atestada a natureza variável do recurso natural renovável em um dia médio de um período e como esse comportamento pode influenciar o abastecimento energético quanto maior for a participação das novas renováveis num sistema elétrico de potência interligado.

Vale ressaltar que o resultado positivo das simulações, embora tenham sido usados cenários com restrição de recursos energéticos, foi bastante influenciado pelos custos normalizados de energia da LAZARD, 2018. As fontes renováveis de energia, principalmente eólica e solar fotovoltaica tem ganhado mercado e escala e por isso o preço do Watt instalado fica cada vez mais barato, ano após ano, inclusive com custos de implantação e operação mais atrativos que o da fonte nuclear e de fontes que usam combustíveis fósseis como carvão, xisto ou gás natural para gerar energia. No entanto, a geração de energia renovável é intermitente e não tem a capacidade de seguir a demanda. Ao inserir uma bateria intrínseca ao sistema gerador renovável, o armazenamento de excedentes energéticos é utilizado para seguir a demanda. Com essa configuração as centrais renováveis conseguem entregar energia firme

É possível fazer estudos mais aprofundados para quantificar os custos de implementação das reversíveis, calcular a sua viabilidade econômica usando mecanismos monetizadores, como títulos verdes, que remuneram a CHR se a energia armazenada e gerada for certificadamente proveniente de fontes renováveis, evitando emissões de gases de efeito estufa e custos de combustível para operar usinas térmicas. Existe uma vasta literatura sobre Centrais Hidrelétricas Reversíveis e suas inúmeras aplicações, este trabalho mostrou um pouco do que já foi feito e do que está se tornando realidade em algumas partes do mundo: as baterias desempenham um papel de protagonismo na mudança do *modus operandi* da geração elétrica convencional para uma base de geração mais limpa, renovável, sustentável e até regenerativa.

A utilização das centrais hidrelétricas reversíveis já é fortemente consolidada no mundo todo. No entanto, sua função armazenamento vem sendo aplicada a diferentes situações e condições operativas. Podem ser feitos estudos estocásticos mais amplos, passando do estudo de balanço de carga de um dia médio de um período para dados mais discretizados do mesmo período, absorvendo detalhes operativos e dimensionantes da tecnologia difíceis de captar ao se trabalhar com um cenário médio. O desenvolvimento de modelos de previsão de energia natural afluyente de fontes renováveis sobreposto aos estudos de armazenamento em centrais reversíveis serão cada vez mais necessários para operar os sistemas elétricos de potência em suas particularidades, já que cada região do planeta possui uma vocação energética diferenciada.

Trabalhos futuros sobre Centrais Hidrelétricas Reversíveis devem ter por objetivo estudar os comportamentos dinâmicos eletromagnéticos e eletromecânicos das reversíveis quando operam em um sistema interligado, embora haja uma vasta literatura com simulações sobre a capacidade dessa tecnologia em fornecer regulação de tensão, reserva girante, velocidade operativa nas tomadas de rampa de carga, otimização de fluxos em linhas de transmissão e transformadores, entre outras características técnicas de serviços ancilares e atendimento a padrões de qualidade de energia que devem ser atendidos para o funcionamento permanente do sistema.

REFERÊNCIAS

- BOTTERUD, A.; LEVIN, T.; KORATIROV, V. Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy. U. S. Department of Energy (DOE). Agosto de 2014.
- CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM*, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015.
- DOETSCH, C. et al. » Electric Energy Storage - Future Energy Storage Demand « Final Report. n. September, p. 1–178, 2015.
- ELETOBRAS. Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Política e Programa de Construção. Rio de Janeiro: 1979.
- EMAE, Empresa Metropolitana de Águas e Energia S. A. Disponível em: <<http://www.emaie.sp.gov.br/elevatorias.htm#>>. Acesso em: 1º de junho de 2018.
- EMAE, Empresa Metropolitana de Águas e Energia S. A.. Disponível em: <<http://www.emaie.sp.gov.br/elevatorias2.htm#>>. Acesso em: 1º de junho de 2018.
- ENERGY AGENCY, I. Energy Storage Roadmap targets Actions and milestones Energy storage in the energy system Electricity storage capacity for daily electricity storage for four regions in 2050 in ETP 2014 2DS. 2014.
- ENERGY AGENCY, I. Technology Roadmap Energy storage. 2015.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. :: **AMA - Acompanhamento das Medições Anemométricas** :: Disponível em: <<https://sistemas.epe.gov.br/amadvp/>>. Acesso em: 22 Maio de 2018.
- ERLICH, I.; BACHMANN, U. Dynamic behavior of variable speed pump storage units in the German electric power system. **IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)**, v. 15, n. 1, p. 251–256, 2002.
- GREEN POWER ISLAND**, a Blue Battery for Green Energy. Disponível em: <<http://www.greenpowerisland.dk/>>. Acesso em: 1º junho de 2018.
- HUFF, G. et al. DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA. **Report SAND2013**, p. 340. Julho de 2013.
- IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems—Characteristics and comparisons ARTICLE IN PRESS. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 1221–1250, 2008.
- KORITAROV, V. et al. Modeling Adjustable Speed Pumped Storage Hydro Units Employing Doubly-Fed Induction Machines. p. 1–50, 2013.

KRENN, J.; KECK, H.; SALLABERGER, M. Small and Mid-Size Pump-Turbines with Variable Speed. **Energy and Power Engineering**, v. 05, n. 02, p. 48–54, 29 abr. 2013.

KUWABARA, T. et al. Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi Power Station. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 11, n. 2, p. 376–384, jun. 1996.

Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 11.0. 2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. National Solar Radiation Database 1991 – 2005 Update : User's Manual. **Task No. PVA7.6102**, n. April, p. 472, 2007.

NGUYEN, P. E. United States Patent. v. 2, n. 12, 2006.

NREL, N. S. R. Electric Utility Effect on Resources and Its Energy. Agosto de 1994.

PHEMESTER, J. 2017 Solar Eclipse Report. 23 de Agosto de 2017.

RASTLER, D. EPRI Project Manager Electricity Energy Storage Technology Options **DISCLAIMER OF WARRANTIES AND LIMITATION OF LIABILITIES**. 2010.

S. DAVID FREEMAN; LEAH Y PARKS. **All-Electric America: A Climate Solution and the Hopeful Future**. First ed. Solar Flare Press. 2016.

SUUL, J. A. X Variable speed pumped storage hydropower plants for integration of wind power in isolated power systems. 2001.

SUUL, J.; UHLEN, K.; UNDELAND, T. Variable speed pumped storage hydropower for integration of wind energy in isolated grids: case description and control strategies. **Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics**, n. June, 2008.

VENNEMANN, P. et al. Pumped storage plants – status and perspectives. **VGB PowerTech**, v. 91, n. 4, p. 32–28, 2011.

Voith | Usinas hidrelétricas reversíveis. Disponível em: <<http://www.voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis-541.html>>. Acesso em: 16 de maio de 2018.